

UNIVERSIDADE DE LISBOA  
FACULDADE DE CIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE GEOGRAFIA, GEOFÍSICA E ENERGIA



# **Planeamento e hierarquização da instalação de Sistemas de Energia Renovável *offshore* em Portugal à luz da atual legislação**

Hanna Rybchynska

**Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e Ambiente**

Dissertação orientada por:

Ana Estanqueiro

Teresa Simões

2019

---



## Resumo

O percurso para a popularidade das energias renováveis em Portugal, começou no ano de 1988, com a publicação de Decreto-Lei n.º 189/88 que, definiu as tarifas remuneratórias para algumas energias renováveis. Tendo em conta a evolução tecnológica, este diploma teve de sofrer alterações, no sentido de tornar a remuneração justa e adaptada as necessidades económicas do país. Apenas em 2011 é que surge pela primeira vez um diploma totalmente direcionado para as energias renováveis *offshore*. A Portaria n.º 286/2011 é emitida ao mesmo tempo que se inicia a fase de testes da tecnologia semiflutuante, designada por *Windfloat*, na costa portuguesa. Este diploma foi especialmente desenvolvido para definir a remuneração da *Windfloat*, visto que, não havia qualquer tipo de tarifa referente a energias *offshore* na legislação portuguesa. Por fim, em 2015 é publicado um novo documento relativo às energias renováveis *offshore* - Portaria n.º 202/2015 – que tem como objetivo completar a Portaria anterior e estabelecer melhor a tarifa para qualquer energia renovável *offshore*. Nesta dissertação a legislação, na realidade, é um meio para perceber que tipo de remuneração é que estas tecnologias recebem e com que valores. Atualmente as remunerações mais importantes são o empréstimo com um prazo cerca de 15 anos e uma remuneração da tecnologia ao longo da vida por uma *feed-in-tariff*.

Esta dissertação tem como o objetivo estudar algumas tecnologias renováveis *offshore* mais populares, tais como monopilar, *jacket*, semiflutuante (e.g. *Windfloat*) e mastro flutuante (e.g. *Hywind*) – eólica *offshore*; corpos oscilantes flutuante e fixa ao fundo, também a coluna de água oscilante do tipo flutuante – energias das ondas. Outro objetivo é verificar como é que a legislação atual pode influenciar os seus indicadores económicos. As tecnologias no final serão hierarquizadas de acordo com o seu LCOE, isto é, segundo o seu custo por unidade de energia produzido.

A metodologia utilizada foca-se principalmente no desenvolvimento e posterior utilização de uma ferramenta, que tem o nome de POSEUR\_Maps, desenvolvido em Matlab, capaz de calcular os indicadores económicos e tecnológicos tendo em conta a legislação atual, apresentando os resultados económicos e tecnologias em formato mapa. Estudaram-se 6 cenários da energia eólica *offshore*, sendo que os 3 primeiros consideram 3 tarifas bonificadas diferentes ao longo dos 20 anos (80€/MWh; 100€/MWh e uma tarifa encontradas com ajuda do cálculo pontual da ferramenta, que tenha um TIR maior ou igual a zero num ponto NEPS médio), enquanto os outros 3 cenários estudam as mesmas tarifas, mas remuneradas ao longo dos 23 anos. Para o caso das tecnologias das ondas percebeu-se que as tarifas de 80 e 100 €/MWh eram demasiado baixas, e como não se conseguiu encontrar o valor da tarifa média, porque o mapa está dividido em zonas, definiram-se duas tarifas 300€/MWh e 400€/MWh.

Por fim, a tecnologia é comparada e hierarquizada de acordo com o seu indicador tecnológico – LCOE (Levelized Cost Of Energy). Sendo que em primeiro lugar estão as tecnologias eólicas fixas, *jacket* em primeiro e monopilar em segundo, a seguir são as flutuantes com *Windfloat* em primeiro e *Hywind* a seguir, em quinto lugar seria Coluna de Água Oscilante, em sexto a tecnologia B-OF e por fim, a F-2HB.

PALAVRAS CHAVE: Energia *Offshore*, Energia das ondas, Energia eólica *offshore*, Feed-in-tariff, LCOE, TIR.

## Abstract

In the beginning, exploiting renewable energy wasn't economically viable since it was expensive to invest nor a common type of energy. Thus, investment funds were created to stimulate and promote cleaner energy. There were two types of funds: at the beginning of the project as an investment, or during the lifetime of the project as a feed-in tariff.

The path for the considerable popularity of renewable energies in Portugal began in 1988 with the publication of Decree-Law no. 189/88, which precisely defined the remuneration tariff for some renewable energies. The document was altered several times in order to make the remuneration fair, due to the evolution of the technology and adapted to the economic needs of the country. In 2011 Ordinance no. 286/2011 is released at the same time as the semi-floating project Windfloat initiates its test phase on the Portuguese coast. This diploma was exclusively developed to accurately define Windfloat's fee, since there were no tariffs for offshore energy in Portuguese legislation. Ultimately, in 2015 Ordinance no. 202/2015 is published, which aims to complete the previous Ordinance and establish the tariff for all offshore renewable energy. For this dissertation, the legislation is, in fact, a means to understand what kind and amount of remuneration these modern technologies typically receive. The most significant remunerations are the loan (15 years) and feed-in tariff.

The goal of this thesis is to explore some of the most successful offshore renewable technologies such as monopile, *jacket*, semi-submersible (Windfloat) and spar-buoy (Hywind) - offshore wind; floating two-body heaving, bottom-fixed oscillating flap and floating oscillation water column - wave energy. The specific aim is to verify how current legislation can influence economic indicators of these technologies. In the end, all technologies will be hierarchized according to their LCOE, ie, according to their cost per unit of produced energy.

The development and use of a tool were the methodologies used in this dissertation. The tool name is POSEUR\_Maps. It determines the financial indicator based on the most recent law, presenting its result in a map. Six scenarios were constructed in order to study wind offshore technology. The first three situations considered different feed-in tariffs over 20 years. The other three had the same tariffs but over 23 years. The remunerations were €/MWh 80, €/MWh 100 and the adaptive value when IRR is positive at an average NEPS point. The first two remunerations mentioned above were extremely low for wave technology, and its map was divided by zones, it was defined two tariffs 300€/MWh and 400€/MWh.

Finally, the technology was compared and hierarchized according to its technological indicator - LCOE (Levelized Cost of Energy). Being that in the first place are fixed wind technologies, *jacket* in first and monopilar in second, the following are the floating ones with Windfloat in the first and Hywind in the next, in fifth place would be Oscillating Water Column, in sixth the technology B-OF and finally, F-2HB.

KEY WORDS: Offshore energy, Wave energy, Offshore wind energy, Feed-in-tariff, LCOE, IRR.

## Agradecimentos

Primeiramente, gostaria de agradecer as minhas orientadoras a Teresa Simões e a Doutora Ana Estanqueiro por terem dado oportunidade de realizar este projeto e por terem transmitido conhecimentos e sugestões valiosas que tornaram este trabalho muito melhor.

Agradeço também a todas as pessoas da equipa presente no Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), pois estiveram sempre disponíveis e guiaram-me sempre que necessitei de algum auxílio. Um especial agradecimento ao Geuffer Garcia por ter sido paciente e motivador sempre que havia dificuldade e por me ter ensinado a ter mais calma nas situações mais complicadas.

Sem dúvida nenhuma, que não conseguiria concluir este trabalho sem o apoio do Francisco Mendonça e da Mariya Chaharova, que me obrigaram a dar o meu melhor, sempre que não conseguia puxar por mim, com muita compreensão e muita paciência. O Francisco ajudou-me muito nas deslocações para o LNEG e não me deixava desistir por nada.

E sem esquecer de mencionar o apoio da minha mãe e da minha irmã, que mesmo quando não mostrei melhor desempenho, elas nunca deixaram de me apoiar e dizer que vou conseguir tudo, basta querer e trabalhar para isso. Mesmo com as dificuldades financeiras para realizar este mestrado e estando num país estrangeiro, sem a minha mãe, não teria havido este trabalho, o que eu agradeço desde do fundo do meu coração.

# Índice

Resumo.....	i
Abstract .....	ii
Agradecimentos.....	iii
Lista de abreviaturas.....	v
Lista de figura.....	vi
Lista de Tabelas.....	ix
1. Introdução.....	1
2. Estado de arte .....	3
2.1 Energias Renováveis <i>Offshore</i> em Portugal.....	3
2.2 Tecnologias Renováveis <i>Offshore</i> .....	6
2.3 Remuneração da energia produzida.....	10
3. Metodologia .....	12
3.1 Modelos de avaliação económica.....	12
3.2 Modelo de avaliação tecnológica .....	15
3.3 Cálculo de produção de eletricidade.....	16
3.4 Seleção da tecnologia eólica <i>offshore</i> .....	19
3.5 Seleção da tecnologia das ondas .....	21
3.6 Parâmetros do investimento .....	23
3.7 Ferramenta espacial do cálculo económico e a sua atualização .....	31
3.8 Dados de input na ferramenta.....	38
4. Resultados obtidos.....	40
4.1 Mapas de energia anual e do LCOE .....	40
4.2 Comparação de TIR para diferentes cenários.....	48
4.3 Hierarquização das tecnologias .....	50
5. Discussão de resultados.....	52
6. Conclusões .....	54
Referências .....	56
ANEXOS.....	i
Mapas de restrições na costa portuguesa.....	i
Metodologia para o cálculo de cabos de exportação .....	iii
Comparação do TIR dos diferentes cenários.....	v
Energia das ondas .....	xi

## Lista de abreviaturas

AHTS	<i>Anchor Handling Tug Supply</i>
AWS	Archimedes Wave Swing
B-OF	Corpo flutuante do tipo fixo ao fundo
CAO / OWC	Coluna de Água Oscilante / <i>Oscillating Water Column</i>
CAPEX	<i>Capital expenditure</i> , custos de investimento de uma central <i>offshore</i>
DECEX	<i>Decommissioning Expenditures</i> , custo associado ao decomissionamento da central
FER	Fontes de Energia Renovável
FID	<i>Final Investment Decision</i>
F-2HB	Dois corpos oscilantes do tipo flutuante
KW	Quilowatts
NEPS	Número equivalente de horas à potência nominal
MWh	<i>Megawatt</i> hora
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> , capital associado às despesas durante a operação e manutenção da central <i>offshore</i>
OW	<i>Operational Window</i> , janela operacional meteorológica
PTO	<i>Power take-off</i>
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
TWh	<i>Terawhatt</i> hora
VAL	Valor atual líquido

## Lista de figura

Figura 1 - Potência instalada da energia eólica <i>offshore</i> e das ondas no mundo e na União Europeia em 2018 Baseado em: (Renewable Energy Agency, 2018).....	3
Figura 2 - Potência instalada da energia eólica <i>offshore</i> no mundo e na União Europeia em 2018. Baseado em: (Renewable Energy Agency, 2018) .....	4
Figura 3 - a) Projeto piloto <i>Windfloat</i> em fase de teste. Fonte: (Visao, 2012); b) <i>Demogravi3</i> , imagem da simulação computacional do projeto. Fonte: (Demogravi3, 2016) .....	4
Figura 4 - Potência instalada da energia das ondas no mundo e na União Europeia em 2018. Baseado em: (Renewable Energy Agency, 2018) .....	5
Figura 5 - a) Central Piloto Europeia de energias das ondas, Açores. Fonte: (Noctula, 2014); b): protótipo de aproveitamento da energia das ondas AWS. Fonte: (Renováveis, 2009) .....	5
Figura 6 - a) Sistema Pelamis. Fonte: (EMEC, 2018); b) Sistema <i>Waveroller</i> fase de teste em Peniche, Portugal. Fonte: (Energia, 2016) .....	6
Figura 7 - As fundações mais populares de eólica <i>offshore</i> . Adaptado de: (Republica Portuguesa, 2016).....	8
Figura 8 - a) Amarração em catenária; b) Amarração <i>taut-leg</i> ; c) Amarrações <i>tension-leg</i> . Fonte: (Vryhov, 2015) .....	8
Figura 9 - Diferentes tipos de âncoras (INEGI, 2014) e (Vryhov, 2015).....	9
Figura 10 – Diferentes sistemas de conversão de energia das ondas de acordo com princípio de funcionamento, com exemplos dos projetos da tecnologia corresponde. Adaptado de: (Ocean Energy System, 2019) .....	10
Figura 11 - Representação esquemática da Portaria n.º202/2015. Adaptado de: (Portaria n.º 202/2015, 2017)...	12
Figura 12 – Metodologia para a criação do Atlas do vento; representação da geração do Atlas do Vento e o Potencial do Vento em Portugal. Fonte: (Costa et al., 2017) .....	17
Figura 13 – Aparelhos utilizados nas observações experimentais sobre a elevação das ondas. Fonte: (Costa et al., 2017).....	17
Figura 14 – Esquerda: Atlas de ondas com dados pontuais de boias atualizados. Fonte: (Garcia et al., 2018). ...	18
Figura 15 - Comparação entre tecnologias flutuantes. Adaptado de: (EDP Renováveis, 2016) .....	19
Figura 16 – Curva de potência das Turbinas eólicas <i>offshore</i> selecionadas. Fontes: (Senvion, 2018) e (Vestas, 2011).....	20
Figura 17 – a) Restrições finais para uma central eólica <i>offshore</i> fixa; b) restrições finais para uma central eólica <i>offshore</i> flutuante. Fonte: (Garcia et al., 2018) .....	21
Figura 18 - Tecnologias de ondas selecionadas: (a) Floating two-body heaving converter, (b) Bottom-fixed oscillating flap, (c) Floating oscillation water column. Fonte: (Babarit et al., 2012).....	22
Figura 19 – Atlas do recurso de ondas para as 4 zonas da costa portuguesa.....	22
Figura 20 - Evolução dos custos de D&C. Fontes: (The Crown Estate, 2010), (BVG associates, 2014b) e (BVG associates e InnoEnergy, 2017).....	23
Figura 21 - Custos totais de operação e manutenção em função da distância aos portos da potência instalada ...	25
Figura 22 - Módulos de aproximadamente 50MW de potência instalada, para as turbinas eólicas selecionadas, sendo $A_p$ a área ocupada pelas turbinas, $D$ o diâmetro das turbinas, $P_x$ a profundidade .....	27
Figura 23 – Ilustração do crescimento modular de uma central eólica <i>offshore</i> com base numa unidade modular equivalente a 50 MW de potência.....	29
Figura 24 - Esquema de transmissão para turbinas eólicas com uma tensão nominal de saída de 33kV. D1) Transmissão em HVAC, D2) Transmissão em HVDC .....	30
Figura 25 - Custos da rede de transporte <i>offshore</i> em função da distância (sem enterro/proteção) por potência a instalar, inclui custos de instalação .....	30
Figura 26 – Janela de <i>input</i> da ferramenta AEAS_EoPv .....	31



Figura 27 – Exemplificação de conversão de ficheiros de grd em mat, no MATLAB .....	32
Figura 28 – a) Dados de entrada para o investimento inicial, com exemplo de um valor inserido; b) Seleção do tipo de custos de O&M; c) Seleção do tipo de custos para decomissionamento.....	33
Figura 29 – Janela da ferramenta referente ao investimento inicial detalhado das tecnologias eólicas <i>offshore</i> ...	33
Figura 30 – As diferentes possibilidades do custo das amarrações e as alterações sofridas na secção da instalação e comissionamento.....	34
Figura 31 – As diferentes possibilidades no cálculo de ligações à rede, com as alterações sofridas na secção instalação de ligações à rede .....	34
Figura 32 - Janela de ferramenta referente ao investimento inicial detalhado das tecnologias de ondas .....	35
Figura 33 – Diferenciação do CAPEX entre a Produção, Aquisição e Instalação das tecnologias das ondas .....	35
Figura 34 – Alterações sofridas na secção Ligação à rede e as consequências na secção Instalação de Ligações à Rede .....	36
Figura 35 – a) distância otimizada para os 5 portos considerados; b) identificação das áreas mais próximas de cada porto.....	37
Figura 36 – Corredores auxiliares de navegação para os custos associados à O&M. Linha laranja – nearshore; linha amarela – profundidade 50 metros; linha vermelha – profundidade = 100 metros.....	37
Figura 37 – a) Exemplificação dos <i>inputs</i> médios de <i>Hywind</i> , com uma remuneração de 100 €/MWh ao longo dos 20 anos de vida, sendo que os últimos 5 a tarifa é do mercado e os seus resultados pontuais; b) Exemplificação dos <i>inputs</i> médios de <i>Hywind</i> , com uma remuneração de 135 €/MWh ao longo dos 20 anos de vida, sendo que os últimos 5 a tarifa é do mercado e os seus resultados pontuais. O valor de <i>Payback</i> é sempre <i>NaN</i> quando o retorno é maior do que os anos do projeto.....	38
Figura 38 - Atlas de número de horas à Potência Nominal para as três turbinas diferentes: a) Senvion 6.2M126 – 6.15MW; b) SWT-6.0-154 – 6MW; c) MHI Vestas V164 – 8MW.....	40
Figura 39 – Mapas de NEPS tendo em conta as restrições físicas e tecnológicas para as 4 tecnologias eólicas <i>offshore</i> consideradas; a) monopilar; b) <i>jacket</i> ; c) <i>Hywind</i> ; d) <i>Windfloat</i> . Fonte: (Garcia et al., 2018)....	41
Figura 40 – Atlas NEPS das 4 tecnologias eólicas.....	42
Figura 41 – Os mapas obtidos das restrições das tecnologias das ondas, a) Fundação fixa: B-OF; b) fundação flutuante F- 2HB; c) fundação flutuante F-OWC .....	42
Figura 42 – Atlas do potencial energético dos conversores das ondas .....	43
Figura 43 – Energia anual referente à diferente energia eólica <i>offshore</i> .....	44
Figura 44 – Energia anual referente à tecnologia das ondas .....	45
Figura 45 - LCOE das tecnologias eólicas <i>offshore</i> .....	46
Figura 46 – LCOE das tecnologias das ondas estudadas .....	47
Figura 47 – a) Hierarquização da tecnologia eólica <i>offshore</i> ; b) Hierarquização da tecnologia das ondas.....	51
Figura 48 – Hierarquização esquemática das tecnologias em estudo.....	51
Figura 49 -Limites dos estabelecimentos de culturas marinhas (Aquicultura) (DGRM, 2015) .....	i
Figura 50 – a) Limites de Áreas Protegidas – AP; b) Limites das reservas da biosfera; c) Limites dos Sítios de Importância Comunitária – SIC.....	i
Figura 51 - Layer atualizada de Zonas Rochosas.....	ii
Figura 52 - a) “Cabos Submarinos”; b) “Condutas de Abastecimento”; c) “Boias para Navios Cisternas”; d) “Fundeadouro”; e) “Zona Piloto”; f) “Zona de Proteção de Cabos Elétricos”; g) “Zona de Falhas Ativas”; h) “Zona de Proteção Ecológica”; i) Esquema de Separação de Tráfego - “Corredores de Navegação”....	iii
Figura 53 – Mapas das 6 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia monopilar .....	vi
Figura 54 – Mapas das 6 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia <i>jacket</i> vii	vii

Figura 55 – Mapas das 6 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia do tipo Windfloat .....	ix
Figura 56 – Mapas das 6 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia do tipo Hywind .....	x
Figura 57 – Mapas das 4 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia B-OF..	xi
Figura 58 – Mapas das 4 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia F-OWC .....	xii
Figura 59 – Mapas das 4 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia F-2HB .....	xiii

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - As principais características das fundações selecionadas .....	20
Tabela 2 - As principais características relevantes para a tecnologia das ondas .....	22
Tabela 3 - Valores de D&C para as diferentes tecnologias consideradas. ....	24
Tabela 4 - Comparações métricas para a localização Yeu, França. Fonte: (de Andres et al., 2016) .....	25
Tabela 5 – MAR relativo à costa portuguesa da Secção 3.3 Cálculo de produção de eletricidade - Energia das Ondas .....	26
Tabela 6 – Valor constante ACE para as tecnologias consideradas .....	26
Tabela 7 – Valores de Capex Indicativo para as tecnologias das ondas consideradas .....	26
Tabela 8 - Custos detalhados de projetos em Energia das Ondas - CAPEX, OPEX e DECEX.....	26
Tabela 9 - Custos detalhados das tecnologias WEC selecionadas [€/2018/MW] .....	27
Tabela 10 - Cabos <i>Inter-array</i> de tensão 33kV - as suas características e custos (Angel G. Gonzalez-Rodriguez, 2017). ....	28
Tabela 11 - Custos anuais de operação e manutenção dos cabos de exportação.....	31
Tabela 12– Os custos de investimento e de operação e manutenção das centrais eólicas <i>offshore</i> consideradas .	39
Tabela 13 - Custos de investimento e de operação e manutenção das centrais de ondas consideradas .....	39
Tabela 14 - Modelos de remuneração segundo a legislação atual das energias <i>offshore</i> .....	39
Tabela 15 – Resultados da área disponível, energia média anual e LCOE relativos à energia eólica <i>offshore</i> ; a possível instalação tem em conta os módulos de 50MW .....	48
Tabela 16 - Resultados da área disponível, energia média anual e LCOE relativos à energia das ondas; a possível instalação tem em conta os módulos de 50 MW.....	48
Tabela 17 – Tarifas encontradas pelo cálculo pontual para as tecnologias consideradas.....	49
Tabela 18 – Área correspondente ao TIR maior ou igual a zero, das diferentes tecnologias da eólica <i>offshore</i> , valores em km <sup>2</sup> .....	49
Tabela 19 – Percentagem da área correspondente ao TIR maior ou igual que zero, das diferentes tecnologias eólicas <i>offshore</i> , valores em %.....	49
Tabela 20 – Possível potência a instalar na área resultante da Tabela 18, tendo em conta módulos de 50 MW em km <sup>2</sup> , valores em MW .....	49
Tabela 21 – Área correspondente ao TIR maior ou igual que zero, das diferentes tecnologias das ondas, valores em km <sup>2</sup> .....	50
Tabela 22 – Percentagem da área correspondente ao TIR maior ou igual que zero, das diferentes tecnologias das ondas, valores em % .....	50
Tabela 23 – Possível potência a instalar na área resultante da Tabela 18, tendo em conta módulos de 50 MW em km <sup>2</sup> .....	50
Tabela 24 - Fórmulas de Cálculo Cabos de Exportação.....	iv
Tabela 25 - Custos dos Cabos de Exportação HVAC e HVDC resultantes das fórmulas apresentadas(Djapic et al., 2008).....	iv

# 1. Introdução

A crescente utilização da energia elétrica ao nível mundial originou uma maior necessidade de produção energética. Visto que as energias convencionais se tornaram cada vez mais problemáticas em termos ambientais, foram introduzidas várias medidas que deram origem a um maior desenvolvimento em soluções mais sustentáveis, que conduziram a uma maior utilização de Fontes de Energia Renovável (FER). O consumo energético continua a crescer e na Europa cada vez mais se assiste a um esgotamento do território terrestre disponível para desenvolvimento de projetos eólicos. O mercado de energia é maioritariamente dominado pela energia fotovoltaica, térmica solar e eólica, sendo complicado estas tecnologias emergentes ganharem relevância no mercado energético.

Contudo, nos últimos anos têm-se assistido aos países nórdicos europeus que viram o potencial na utilização da energia do mar - energia *offshore*, visto que a maioria deles dispunha de uma vasta área costeira. Assim, iniciou-se uma maior aposta nas energias eólica *offshore* e das ondas por parte das mesmas, influenciando assim os outros países a investirem no mix energético mais variável.

Atualmente um dos principais objetivos europeu é assegurar que 20% do consumo total de energia tem origem em fontes renováveis, estabelecido no desafio 2020 pela Comissão Europeia (European Commission, 2009), nesse mesmo Documento se estipulou que Portugal deveria atingir 31% da quota mencionada (Resolução do Conselho de Ministros n.º 174/2017, 2017). No seguimento desta meta, estabeleceu-se também um Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) para o período de 2013-2020, onde estão definidas metas intercalares para a utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia, onde para o ano de 2017 e 2018 este valor deve corresponder a 27,3% (Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, 2013).

Em 2013, surgiu o Decreto-Lei n.º 39/2013, que juntou tanto a Diretiva 2009/28/CE como o PNAER 2020, que, como tinha sido previsto pela UE, implicava aumento da quota de energia até 31%. Neste Decreto-Lei prevê-se também a incorporação de 59,6% de energia renovável na produção de eletricidade até 2020 (Decreto-Lei n.º 39/2013, 2013). Por fim, em 2017 surgiu um novo Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis Oceânicas (PNAERO), cujo objetivo é estudar o mercado e dinamizar o seu desenvolvimento (Resolução do Conselho de Ministros n.º 174/2017, 2017).

A energia *offshore* em Portugal tem o potencial de assegurar o seu desenvolvimento económico criando uma cadeia de valor, além de criar indústrias competitivas que exportam os produtos e serviços de alto valor acrescentado para um mercado mais global. Existe já um conjunto de competências e meios adequados à dinamização de um grupo de empresas e instituições científicas e tecnológicas, que tem como objetivo incrementar o investimento em investigação e desenvolvimento. Este tipo de investimento vai promover maior desenvolvimento industrial e criar novos postos de trabalhos altamente qualificados (República Portuguesa, 2016).

Este novo mercado de exportação, sobretudo da energia eólica *offshore*, prevê-se que venha a corresponder a mais de 80% do mercado global até 2030, particularmente no Reino Unido e França. Segundo a Resolução do Conselho de Ministros n.º 174/2017, “(...) ao apostar nestas novas tecnologias energéticas, Portugal tem a oportunidade de, no cenário mais conservador, conseguir criar já em 2020, um cluster industrial exportador competitivo, gerando 240 M€ de valor acrescentado bruto, 1500 novos empregos diretos e um impacto positivo de 119 M€ na balança comercial (...)”

Segundo o relatório anual da APREN, em 2017 a produção de origem renovável representou 23 493 GWh, o que corresponde a 42% da produção anual de energia total de 2017. Deste modo foi possível poupar 770 milhões de euros na importação de gás natural e carvão, além de reduzir as licenças de

emissões de CO<sub>2</sub> em 49 milhões de euros, o que correspondeu a 8,5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>. A potência instalada em Portugal em 2017 representava um valor de 13,4 GW (APREN, 2018).

Com este trabalho pretende-se identificar a legislação atualmente em vigor referente à venda da energia produzida por fontes de energia renovável, aplicável a projetos de energia renovável *offshore*, e atualizar as ferramentas de análise económica existentes. Da mesma forma, pretende-se, atualizar os mapeamentos energéticos com base nas tecnologias eólica (fixa e flutuante) e das ondas, bem como adaptar os modelos de análise económica à legislação em vigor, de forma a desenvolver uma ferramenta de apoio que integre a nova informação como dado de entrada e introduza, de forma interativa, as alterações dos diplomas legais existentes para este fim. Esta ferramenta será capaz de mapear os indicadores económicos para os diferentes cenários, baseados em tarifas de venda de energia no mercado atual.

Deste modo, será possível identificar e hierarquizar as tecnologias renováveis *offshore* e identificar as bonificações necessárias à viabilidade económica da instalação destes sistemas. Os vários cenários serão hierarquizados pelas áreas de interesse energético e económico para a instalação de sistemas de energia renovável *offshore* com base em técnicas de informação geográfica (SIG – Sistemas de Informação Geográfica).

Este trabalho foi desenvolvido em duas fases. A primeira correspondeu ao estudo, análise e processamento de dados já existentes (e outros que complementassem a informação disponível) de forma a obter os mapas de recurso energético e áreas de interesse nesta vertente. A segunda parte consistiu num estudo dos diplomas legais existentes no que respeita à vertente económica das energias renováveis *offshore*, e no económico destas tecnologias. Os resultados obtidos na fase I permitirão, juntamente com a recolha de informação no início da fase II, calcular o LCOE, que posteriormente vai ser comparado com a tarifa de venda que está em vigor, e permitir identificar as áreas e as tecnologias renováveis *offshore*, onde será necessário um investimento a curto prazo, bem como as ações necessárias ao seu desenvolvimento (e.g. bonificação da tarifa).

Este trabalho pretende contribuir para o Projeto *OffshorePlan*, (POSEUR – 01-1001-FC-000007), co-financiado pelo Programa Operacional de Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos (POSEUR), através do Portugal 2020 e do Fundo de Coesão.

Cofinanciado por:



## 2. Estado de arte

### 2.1 Energias Renováveis *Offshore* em Portugal

As energias renováveis *offshore* (energia eólica *offshore* e energia das ondas) encontram-se ainda num estado de desenvolvimento pouco avançado quando comparadas com as energias que têm um historial mais longo. No entanto, têm surgido cada vez mais projetos nos últimos anos, os quais representam uma contribuição valiosa para a evolução deste setor das energias renováveis.

Como se pode verificar na Figura 1, nos últimos 9 anos a potência instalada da energia eólica *offshore* e de ondas aumentou 10 vezes, sendo o maior contributo proveniente da União Europeia, em particular de países como Inglaterra, Alemanha e Dinamarca, sendo estes os detentores de maior capacidade instalada (Renewable Energy Agency, 2018).

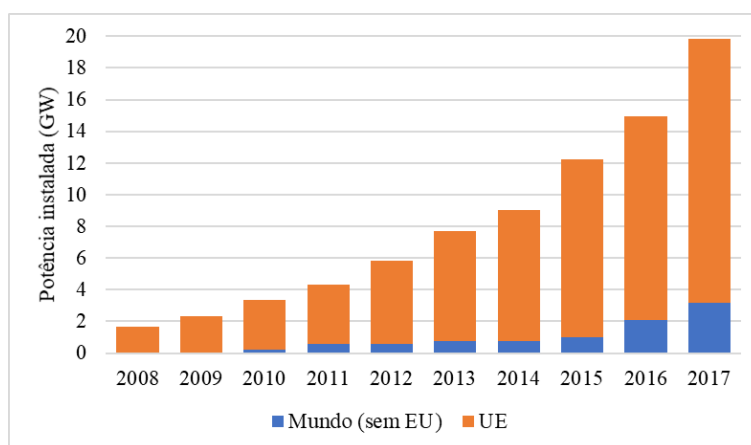


Figura 1 - Potência instalada da energia eólica *offshore* e das ondas no mundo e na União Europeia em 2018. Baseado em: (Renewable Energy Agency, 2018)

No que diz respeito ao caso Português, existem atualmente 2 projetos piloto de energia renovável *offshore* que se destacam: *Waveroller*, representante da energia das ondas, e *Windfloat* – energia eólica flutuante (OTEO, 2014). No caso do *Waveroller*, este ainda está em fase de testes (AW-Energy, 2018), enquanto o *Windfloat* já está em fase pré-comercial (EDP Inovação, 2019).

Os sistemas de conversão de energia das ondas encontram-se numa fase ainda pouco amadurecida, de simulação numérica, experimental e de demonstração em ambiente marinho. Já no caso da energia eólica *offshore*, tem-se verificado um maior desenvolvimento e maior concorrência no que diz respeito ao número e tipologia de soluções apresentadas. (República Portuguesa, 2016).

O Plano Nacional de Ação para Energias Renováveis prevê que até 2020 a energia das ondas deverá contribuir com 6 MW e a energia eólica *offshore* com 25 MW para o mix-energético renovável em Portugal (República Portuguesa, 2009).

#### Energia eólica *offshore*

Analisando apenas o caso da energia eólica *offshore* nos dados ilustrados na Figura 1, é possível verificar que a energia eólica *offshore* é representada maioritariamente pela União Europeia (Figura 2) (James e Costa Ros, 2015), tendo em 9 anos aumentado a capacidade instalada de 2 GW para cerca de 20 GW.

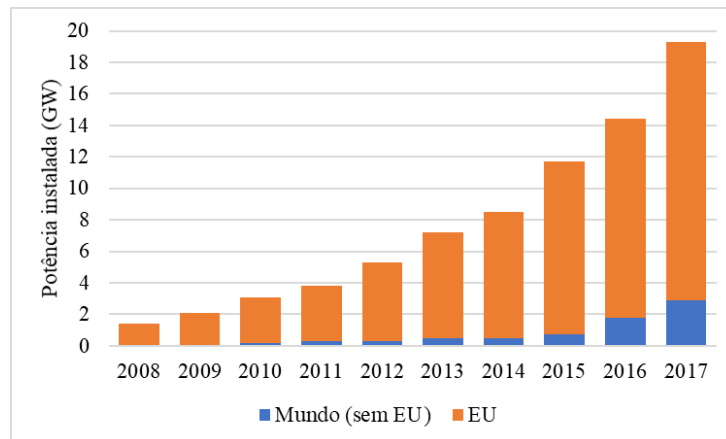


Figura 2 - Potência instalada da energia eólica *offshore* no mundo e na União Europeia em 2018. Baseado em: (Renewable Energy Agency, 2018)

O desenvolvimento tecnológico da energia eólica *offshore* em Portugal, teve início em 2010 com o projeto *DemoFloat* no âmbito do qual foi instalada ao largo da Aguçadoura, na costa Portuguesa, a tecnologia eólica flutuante *Windfloat*, desenvolvida pela empresa *WindPlus*. Está previsto o início da comercialização deste tipo de tecnologia, através da instalação de 25 MW de capacidade na região de Viana de Castelo. Este projeto obteve já o financiamento garantido pelo programa europeu NER300 (Republica Portuguesa, 2016).

Outro projeto relevante é o projeto *Demogravi3* que era para ser financiado pelo Horizonte 2020 e coordenado pela EDP Renováveis, localizado ao largo da Aguçadora (WavEC, 2016). Este projeto era para testar a instalação de uma turbina eólica fixa numa profundidade compreendida entre os 30 e os 60 m. Tinha sido projetado para a aquisição de conhecimento sobre uma tecnologia inovadora e construirá uma nova cadeia de valor da energia eólica *offshore* desde o projeto e construção, até operação e manutenção, estudando assim a viabilidade técnica e os possíveis modelos de negócios que podem decorrer (OTEO, 2014). No entanto este projeto acabou por ser cancelado em 2019.

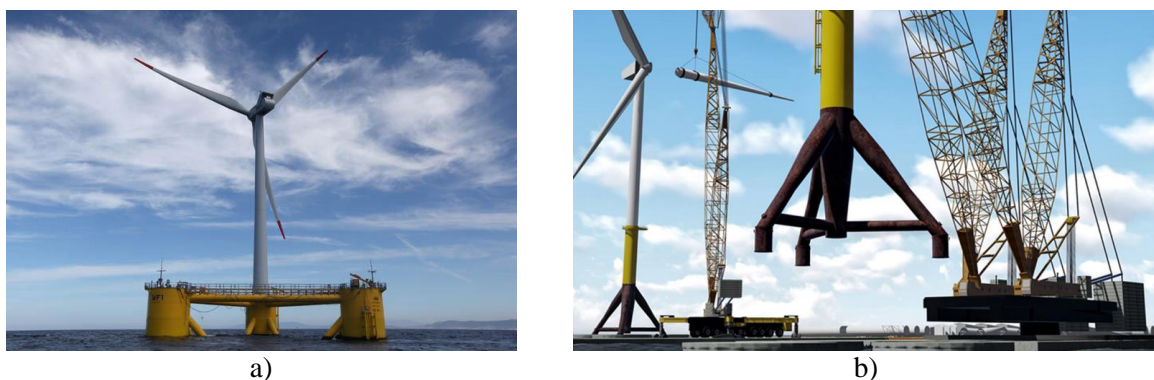


Figura 3 - a) Projeto piloto *Windfloat* em fase de teste. Fonte: (Visao, 2012); b) *Demogravi3*, imagem da simulação computacional do projeto. Fonte: (Demogravi3, 2016)

## **Energia das ondas**

O oceano é um ambiente com grande potencial energético, mas é também extremamente agressivo. Assim, os dispositivos de aproveitamento da energia das ondas continuam numa fase de demonstração, onde atualmente podemos encontrar protótipos pré-comerciais instalados no mar. A área da energia das ondas continua em desenvolvimento, existindo atualmente, mais de 1000 conceitos/ideias de conversores patenteadas no Japão, América do Norte e Europa (INEGI, 2014).

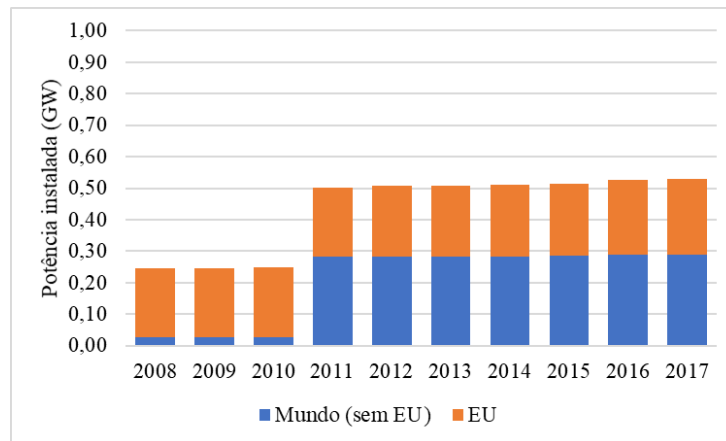


Figura 4 - Potência instalada da energia das ondas no mundo e na União Europeia em 2018. Baseado em: (Renewable Energy Agency, 2018)

Atualmente, existem entre 50 – 60 projetos em desenvolvimento. Apenas um número reduzido de dispositivos alcançou a fase de testes em condições reais. De acordo com a Figura 4, pode verificar-se, que entre 2008 e 2010, a União Europeia liderava o mercado da energia das ondas. Contudo, em 2011 surgiram novos projetos a nível mundial, mantendo-se o número de projetos na Europa igual.

A energia das ondas surgiu em Portugal em 1991, no âmbito do programa JOULE (*Joint Opportunities for Unconventional or Longer-term Energies*), que financiou pela primeira vez um conjunto de ações de investigação e desenvolvimento. Uma dessas ações consistiu na realização de estudos e projeto para construção de uma Central Piloto Europeia de energias das ondas, a qual foi instalada em Porto Cachorro, na ilha do Pico, Açores, uma versão costeira da tecnologia de Coluna de Água Oscilante (CAO, ou OWC de *Oscillating Water Column*) (Falcão et al., 2018). A potência nominal dessa central era de 400 kW. Nos últimos 4 a 5 anos, devido a falta de financiamento, ao facto de a central já ter cumprido os seus objetivos como projeto piloto de demonstração, e ainda a eventual risco de colapso da estrutura, esta foi desativada. (WavEC, 2018)

Em 2004, foi testado na Póvoa do Varzim o *Archimedes Wave Swing* (AWS). Este projeto também usa como base um sistema de corpo oscilante submerso (*direct drive*) para produzir energia elétrica. Este protótipo tinha uma potência instalada de 2 MW (Resolução do Concelhos de Ministros n.º174/2017, 2017).



a)



b)

Figura 5 - a) Central Piloto Europeia de energias das ondas, Açores. Fonte: (Noctula, 2014); b): protótipo de aproveitamento da energia das ondas AWS. Fonte: (Renováveis, 2009)

Entre 2008 e 2009 em Peniche foi testado um projeto finlandês denominado *WaveRoller*, desenvolvido pela empresa *AW-Energy Ltd*. Este projeto aproveita o movimento oscilatório de avanço-recuo das



ondas, que acionam uma pala articulada no fundo do mar. O *WaveRoller* tinha uma potência instalada de 300 kW, apesar de ter sido licenciado para 1 MW. O teste teve duração de 4 anos, tendo fornecido energia à rede elétrica nesse período. Em 2017, a Comissão Europeia atribuiu financiamento para o desenvolvimento de um teste piloto com uma potência de 3 MW. Também em 2008 surgiu o projeto *Pelamis*. Foi o primeiro contrato comercial de 3 unidades de 750 kW cada, testada no Norte de Portugal (Aguçadora) pela empresa escocesa *Pelamis Wave Power Ltd.* (PWP), no âmbito de um projeto com a *Energis* (posteriormente *Babcock&Brown*), tendo sido desativado no final de 2008 (Resolução do Conselho de Ministros n.º174/2017, 2017).

Em 2010, a empresa ENONDAS recebeu do Estado Português uma concessão para a produção de energia das ondas numa Zona Piloto. Esta zona tem uma concessão de 45 anos e contempla a implementação das infraestruturas e ligação à rede pública. Esta Zona Piloto tem uma área de 320 km<sup>2</sup> e está situada perto de S. Pedro de Moel (entre Figueira da Foz e a Nazaré), tendo como objetivo tornar-se um espaço para investigação e desenvolvimento das energias marinhas (Decreto Lei n.º5/2008, 2008).



Figura 6 - a) Sistema Pelamis. Fonte: (EMEC, 2018); b) Sistema *Waveroller* fase de teste em Peniche, Portugal. Fonte: (Energia, 2016)

## 2.2 Tecnologias Renováveis Offshore

### Eólica Offshore

Uma turbina eólica é constituída por uma torre, que é separada em duas secções, um *hub* – onde está a parte elétrica da turbina e o rotor que é composto pelas três pás. As turbinas eólicas *offshore*, além dos componentes anteriormente mencionadas, também necessitam de uma fundação, ou seja, uma estrutura capaz de manter a turbina estável no mar. Existem dois tipos de fundação: fixas e flutuantes. As estruturas fixas, são aquelas que têm o suporte no fundo marinho. Este suporte pode ser na forma de perfuração ou conter um peso que serve de âncora. No caso das turbinas flutuantes, estas estão numa estrutura que serve de boia e que está ancorada com ajuda de cabos e âncoras.

As fundações fixas mais populares são as denominadas monopilar, fundações gravíticas, *jacket* (em português treliçada), tripé e *suction bucket*, sendo a última uma estrutura *jacket* com sistema de sucção na base. As estruturas flutuantes correspondem a mastro flutuante (*spar-boy*), plataforma semi-submersível e *tension leg platform* (TLP).

As fundações eólicas *offshore* fixas mais comuns são as monopilar, representando 81,7% do mercado em 2017 (Wind EUROPE, 2018). Estas são constituídas por uma torre que é colocada na fundação, a qual é enterrada no fundo marinho. O sucesso das estruturas do tipo monopilar, deve-se ao facto do seu peso transportado não exceder as 250 toneladas, o que permite uma maior facilidade no levantamento e instalação (Leblanc, 2009). No entanto, as estruturas monopilar são limitadas pela profundidade, uma

vez que a batimetria não pode exceder os 30 metros, pois à medida que o diâmetro da turbina aumenta, aumenta também a profundidade necessária à perfuração do fundo oceânico, aumentando também o custo associado à matéria prima necessária à sua construção o que torna a sua aplicação economicamente menos atrativa (James e Costa Ros, 2015).

A segunda fundação mais popular em 2017 foi a *jacket*, representando 7% das fundações instaladas (Wind EUROPE, 2018). *Jacket* apresenta uma melhor relação da estabilidade com a massa estrutural, levando a ser mais atrativas comercialmente para as profundidades acima dos 25 metros, devido à sua flexibilidade e baixo peso, pois utiliza menos 40-50% aço do que a monopilar. No entanto, o seu custo de mão de obra é relativamente mais alto do que das outras estruturas (Karimirad, 2014).

As fundações gravíticas apresentaram uma fatia de 6% das fundações eólicas *offshore* em 2017 (Wind EUROPE, 2018). A sua maior vantagem é o facto de serem mais baratas, por não ser necessária a perfuração, contudo é preciso uma preparação do fundo oceânico, ou seja, para colocar uma estrutura de peso feita de betão, é necessário garantir que o fundo onde é colocado é adaptado para a mesma. Além disso, este tipo de fundação somente é utilizadas em águas pouco profundas. Neste tipo de estruturas é importante que o peso da fundação seja bem dimensionado, de forma não haver nenhum tipo de flutuação. Para obter um bom peso, é utilizado betão armado. Caso não seja suficiente, depois da instalação podem ser adicionados balastros (Karimirad, 2014).

3% do mercado em 2017 representava a fundação fixa tripé (Wind EUROPE, 2018), sendo esta mais estável do que a monopilar. Porém a sua instalação pode ser feita por qualquer barça auto elevada, todavia o custo de produção é mais elevado devido à complexidade da estrutura e do peso, daí ser uma tecnologia pouco utilizada (James e Costa Ros, 2015).

No fundo da lista está *Suction bucket*. Esta tem menos massa e não requer perfuração, mas não pode ser instalada em fundos marinhos rochosos. É dada a preferência a tecnologias como monopilar ou fundações gravíticas, que são utilizadas nas mesmas condições que o *suction bucket*, com menor preocupação com o fundo marinho com custo mais baixos (Karimirad, 2014). *Suction bucket* são apenas uma aposta interessante em casos específicos, como por exemplo solos muito instáveis, como areia ou argila. Porém, no caso do fundo marinho ser rochoso a sua instalação torna-se de elevado risco, visto que não se consegue agarrar bem ao fundo rochoso, pois foi desenhada especialmente para o fundo movediço. Esta fundação usa menos aço do que a monopilar e a sua instalação é mais fácil, contudo o custo de produção é mais elevado (Leblanc, 2009).

A *spar-buoy* é uma fundação flutuante estabilizada com um grande calado. Esta estabilidade deve-se ao facto do seu centro de gravidade estar muito abaixo do seu centro de flutuação. Este tipo de fundação é de fácil construção, não requer um sistema de balastro ativo e tem uma excelente estabilidade. No entanto, ainda existem algumas desvantagens especialmente o que toca a sua instalação e a manutenção. Mais ainda, à sua instalação tem de ser feita a uma profundidade de pelo menos 100 metros (James e Costa Ros, 2015). A tecnologia de maior sucesso deste tipo é a *Hywind*, o seu protótipo teve origem em 2009, posteriormente em 2017 foram instaladas mais turbinas dando o nome ao projeto de *Hywind Scotland*. Este projeto foi o primeiro parque eólico flutuante em fase comercial (Statoil, 2015).

A TLP é estabilizada com ajuda das ligações em tensão ancoradas ao fundo do mar. Esta ligação faz com que a estrutura em si tenha uma massa estrutural mais leve. O seu sistema pode ser instalado junto à costa, não requer um sistema de balastros ativos e apresenta também uma boa estabilidade. Porém, existe demasiada tensão no sistema de amarrações e nas âncoras, o que pode criar problemas durante a instalação e riscos em caso de falha do cabo de amarração, além de ser necessário uma barça específica para a sua instalação (James e Costa Ros, 2015).

A terceira fundação flutuante é a plataforma semi-submersível com flutuação estabilizada. Isso deve-se aos cabos em catenária ancorados ao fundo marinho. A sua estabilidade é obtida através de balastro dinâmico, isto significa que o flutuador está sempre a alterar o seu peso. Para esse processo ocorrer o flutuador tem duas secções, uma para o balastro estático, ou seja, a água encontra-se sempre a altura definida, e na outra secção o balastro ativo, este tem a função de ajustar o nível de água às condições exteriores, como por exemplo ondas muito elevas (EDP, 2012) (James e Costa Ros, 2015). A plataforma semi-submersível de maior sucesso é a *Windfloat* que está instalada na costa portuguesa (WindPlus; WavEC; Consultores Júlio de Jesus, 2018).

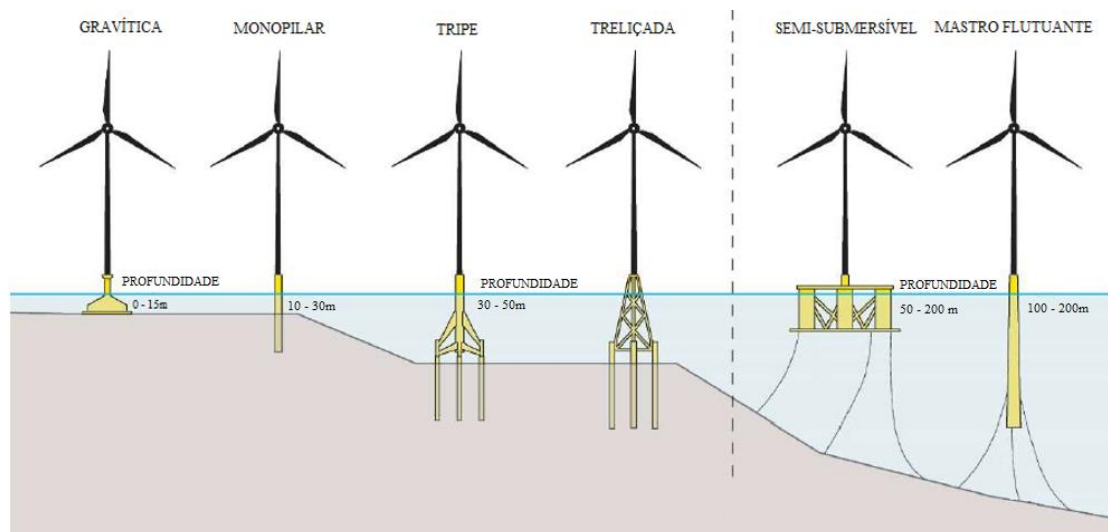


Figura 7 - As fundações mais populares de eólica *offshore*. Adaptado de: (Republica Portuguesa, 2016)

As fundações flutuantes requerem um sistema de amarração. Este pode consistir de várias correntes feitas de metal ou de material sintético, dividida em várias secções formando uma linha que tem como função manter a estrutura fixa no local. Existem diversos tipos de ancoragem, mas os mais utilizados na indústria são amarrações em catenária, *taut-leg* e *tension-leg*. A cada uma dessas linhas no final, é ligada uma âncora (Vryhov, 2015).

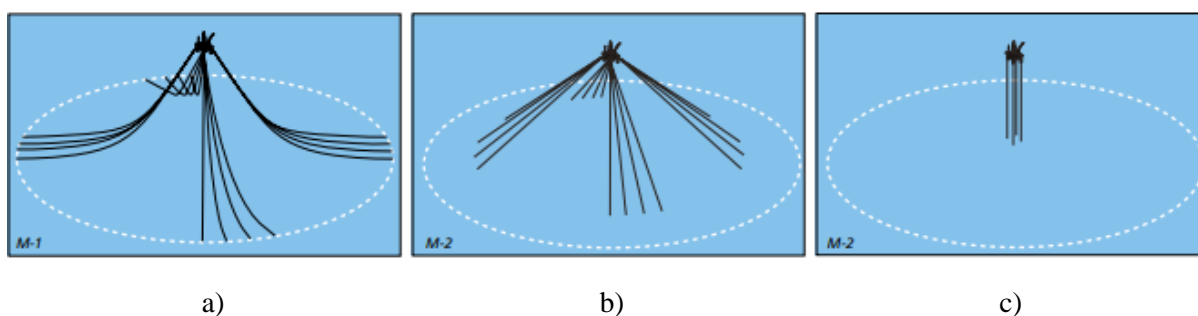


Figura 8 - a) Amarração em catenária; b) Amarração *taut-leg*; c) Amarrações *tension-leg*. Fonte: (Vryhov, 2015)

As possíveis âncoras a utilizar, estão representadas na Figura 9, contudo, como estas inicialmente tinham apenas o propósito de ancorar os barcos e outras embarcações das indústrias *offshore* não renováveis, apenas algumas dessas foram utilizadas para a ancoragem das estruturas eólicas *offshore*. A mais comum é a âncora de arrasto, sendo também a mais versátil, uma vez que se adapta ao fundo marinho rochoso. Também existem projetos com âncoras de peso, estacas e âncora de sucção (James e Costa Ros, 2015).

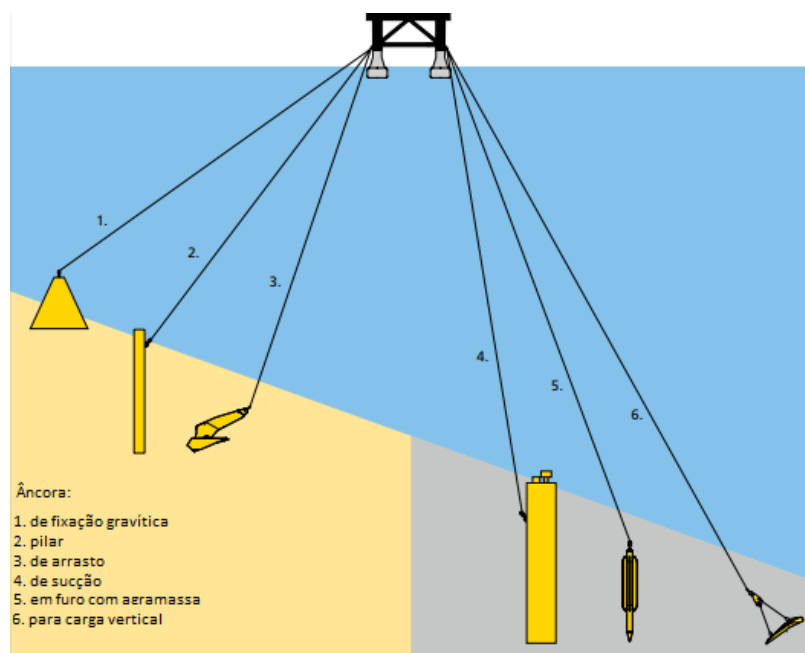


Figura 9 - Diferentes tipos de âncoras (INEGI, 2014) e (Vryhov, 2015)

## Tecnologia das Ondas

Existem vários protótipos de tecnologia das ondas em que o princípio de conversão é movimento linear ou de rotação de um ou vários corpos à partir do movimento das ondas. Este mecanismo liga-se a um gerador, de forma a converter a energia mecânica das ondas em energia elétrica (Cruz et al., 2004). Estes dispositivos podem ser classificados de várias formas, segundo a sua localização, tamanho e/ou princípio de funcionamento.

No caso de classificação de acordo com a sua distância à costa, existem 3 grupos: *onshore*, *nearshore* e *offshore* (Pecher e Kofoed, 2017). *Onshore*, são os dispositivos situados na costa ou junto à costa, como o caso de coluna de água oscilante fixa. As vantagens destas estruturas são a facilidade na instalação e nos processos de operação e manutenção, facilidade de fixação e ausência de grandes extensões de cabos submarinos, tornando-se assim os custos associados mais baixos. No entanto ao estarem junto à costa o potencial energético é mais baixo do que nas tecnologias que se encontram mais longe (Cruz et al., 2004), (Pecher e Kofoed, 2017). *Nearshore*, podem ser considerados os dispositivos que se encontrem mais perto da costa, numa profundidade não mais de 25 metros. Por norma, os dispositivos são fixos ao fundo marinho, sendo que utilizam a variação do nível de água para geração de movimento do dispositivo (Pecher e Kofoed, 2017). Estes já operam num local de maior densidade energética e têm menor impacto visual, no entanto têm o investimento mais elevado (Cruz et al., 2004). Por fim, os dispositivos *offshore* podem ir até uma profundidade de 200 metros, sendo necessário um sistema de amarração. Este tipo de tecnologia está associado aos custos mais elevados devido à sua localização, pois existe maior desgaste do material ao longo do tempo, e também, maiores perdas elétricas no transporte de energia.

Portanto, os dispositivos de ondas podem ser diferenciados de acordo com a sua localização e também podem ser separados em diferentes tecnologias. Estas dividem-se em 3 grandes grupos: coluna de água oscilante, corpos oscilantes ou sistema de galgamento (*overtopping*) (Pecher e Kofoed, 2017) (Ocean Energy System, 2019) Estes ainda podem ainda ser classificados em diversos tipos, conforme se apresenta na Figura 10.

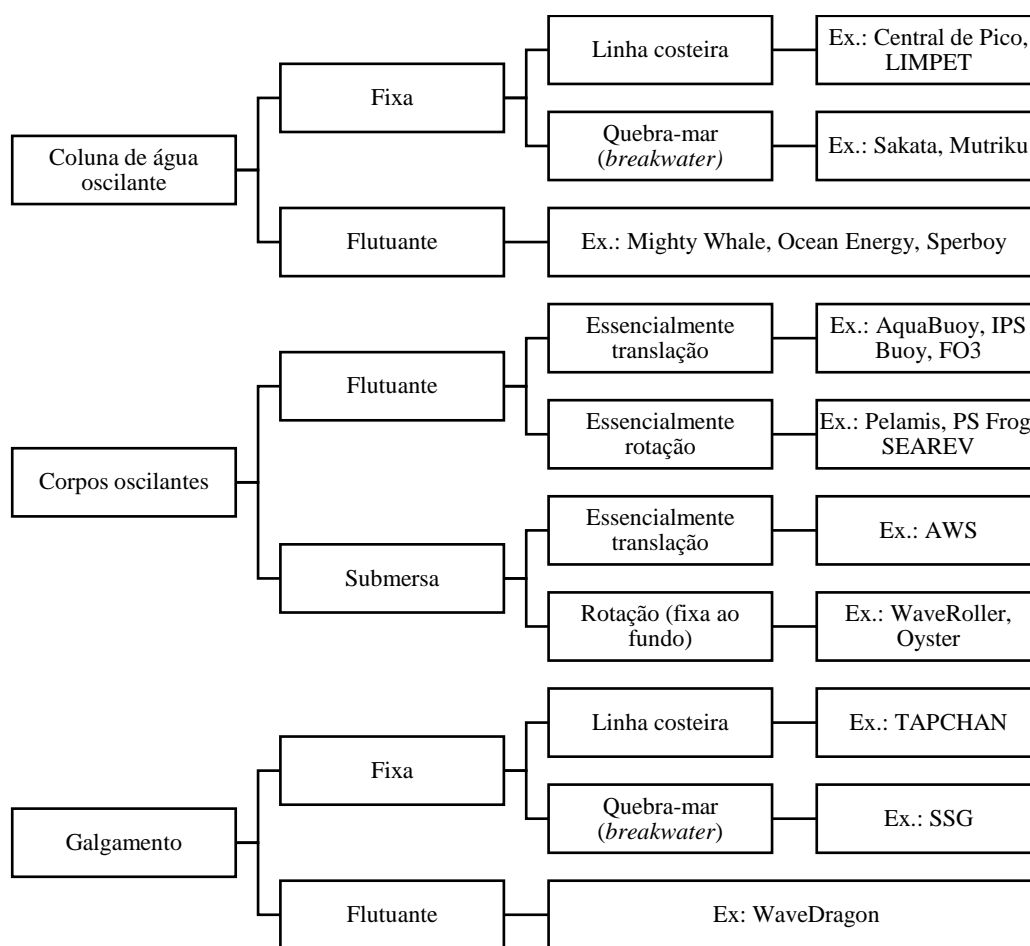


Figura 10 – Diferentes sistemas de conversão de energia das ondas de acordo com princípio de funcionamento, com exemplos dos projetos da tecnologia corresponde. Adaptado de: (Ocean Energy System, 2019)

## 2.3 Remuneração da energia produzida

Os custos associados às tecnologias renováveis *offshore* são muito elevados. Deste modo, é necessário garantir que investimento deste tipo não resulte em perda de dinheiro. Neste sentido, surgiram diversas formas de apoios que garantiam que estes tipos de energias renováveis tivessem futuro e fossem mais exploradas. Os apoios ao longo dos anos foram diferentes, consistindo em financiar o projeto no início da sua vida e remunerar a energia produzida num regime específico de tarifa garantida, designado de *feed-in-tariff*.

Os financiamentos inicialmente eram a fundo perdido, isto é, o promotor recebia uma parcela do investimento necessário, sem a necessidade de realizar o retorno do valor. Isto garantia que houvesse mais investimentos nas tecnologias de origem renovável. No entanto, ao longo dos anos, já se criou uma cadeia de valor, o que resultou na diminuição de custos, resultando num novo tipo de financiamento baseado em empréstimos de diferentes fundos nacionais e europeus, como por exemplo NER300 e Fundação de Carbono (Republica Portuguesa, 2016).

No que toca à *feed-in-tariff*, esta remuneração baseava-se em custos evitados de potência e ambientais, dependendo da tecnologia utilizada. Esta tarifa pretendia garantir uma determinada rentabilidade aos investimentos realizados, ou seja, qualquer promotor que produzisse energia a partir de fontes renováveis e a vendesse à rede, beneficiava de um modelo de lucro garantido (Gomes et al., 2016).

Este conceito surgiu pela primeira vez em 1988 com a publicação do Decreto-Lei n.º 189/88. Este tinha como o objetivo estabelecer as regras remuneratórias aplicáveis à produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis, de forma a impulsionar o desenvolvimento (e crescimento) das energias renováveis (Decreto-Lei n.º 189/88, 1988). Em 1995 este diploma foi atualizado, onde foram alteradas as regras de remuneração ao suprimir os limites de potência instalada estabelecidos (Decreto-Lei n.º 186/95, 1995). Em 1999, criou-se o conceito de mercado interno liberalizado de eletricidade, e alterou-se a remuneração da energia fornecida pelos produtores em regime especial (Decreto-Lei n.º 168/99, 1999).

O Decreto-Lei n.º 168/99 sofreu algumas alterações ao longo destes 19 anos. A primeira foi em 2001, onde se introduziu pela primeira vez a diferenciação da remuneração por tecnologia e regime de exploração (Decreto-Lei n.º 339-C/2001, 2001). A segunda alteração de Decreto-Lei n.º 168/99 foi em 2005. O novo diploma veio alterar alguns valores constantes da fórmula de cálculo da remuneração, garantindo o retorno máximo dos investimentos. Para tecnologia *offshore* é considerado uma remuneração bonificada no máximo de 12 anos em 2005 (Decreto-Lei n.º 33-A/2005, 2005). Uma última alteração do cálculo foi feita em 2007. Este diploma tinha como o objetivo facilitar o processo de licenciamento, aumentando assim a capacidade instalada para as FER (Decreto-Lei n.º 225/2007, 2007).

Em 2011 e 2015 surgem duas Portarias que são direcionadas especialmente às energias renováveis *offshore*. A Portaria n.º 286/2011 atribui um coeficiente específico para o cálculo da remuneração de centrais eólicas *offshore* flutuantes experimentais, com potência de ligação de 2MW e até ao limite dos primeiros 6 GWh entregues à rede (Portaria n.º 286/2011, 2011). Esta portaria é publicada em simultâneo com início da fase de testes da tecnologia *Windfloat*, de forma a garantir uma remuneração relativamente alta para este projeto.

O objetivo das *feed-in-tariffs* era aumentar a produção de energia renovável, no entanto acabou por se verificar na prática que os produtores apenas investiam para obter os lucros garantidos e mais encargos para o consumidor. Consequentemente, a partir de 2012 a prioridade passou por estabelecer um mercado de livre concorrência onde deixa de operar a tarifa bonificada. As tecnologias das energias renováveis estão mais desenvolvidas, maduras e economicamente mais acessíveis, pelo que se justifica cada vez mais um regime de mercado para os novos projetos, deixando-se a subsidiação para projetos na fase de investigação e desenvolvimento que ainda precisam de muito apoios (Gomes et al., 2016).

As tecnologias renováveis *offshore* continuam a ser projetos com custos elevados e são de relevância científica e económica, o que levou a criação da Portaria n.º 202/2015 que, novamente, estabeleceu a remuneração para as centrais de produção de eletricidade através de energias renováveis marinhas, em fase de experimentação ou pré-comercial. Neste novo diploma a remuneração garantida das energias *offshore* é de 80 €/MWh, sendo que este valor pode ser aumentado (Portaria n.º 202/2015, 2017). De forma a simplificar a interpretação desta Portaria, criou-se a seguinte figura.

O que toca à remuneração pelo mérito do projeto, o Fundo Português de Carbono tem “*a competência para financiamento em projetos de investigação, desenvolvimento, inovação e demonstração para a redução das emissões de gases com efeito de estufa*” (Portaria n.º 12573/2015, 2015), ou seja, é provável que os projetos desta tipologia sejam remunerados também pelo Fundo Português de Carbono.

Portanto, como se pode reparar num cenário mais conservador é possível verificar que a remuneração garantida para os projetos *offshore* é de 80 €/MWh, com a possibilidade de aumentar esse valor, como aconteceu com o projeto *Windfloat*, que atualmente teve uma tarifa de 168 €/MWh (EDP-Renováveis, 2016), ou seja, o dobro da tarifa remunerada estabelecida.

No contexto desta dissertação será considerado sempre a tarifa mais baixa (80 €/MWh) para todos os projetos *offshore*, tanto eólicos como de ondas, como o intuito de representar um cenário mais conservadora.

A figura seguinte, resume e exposto acima na Portaria nº202/2015

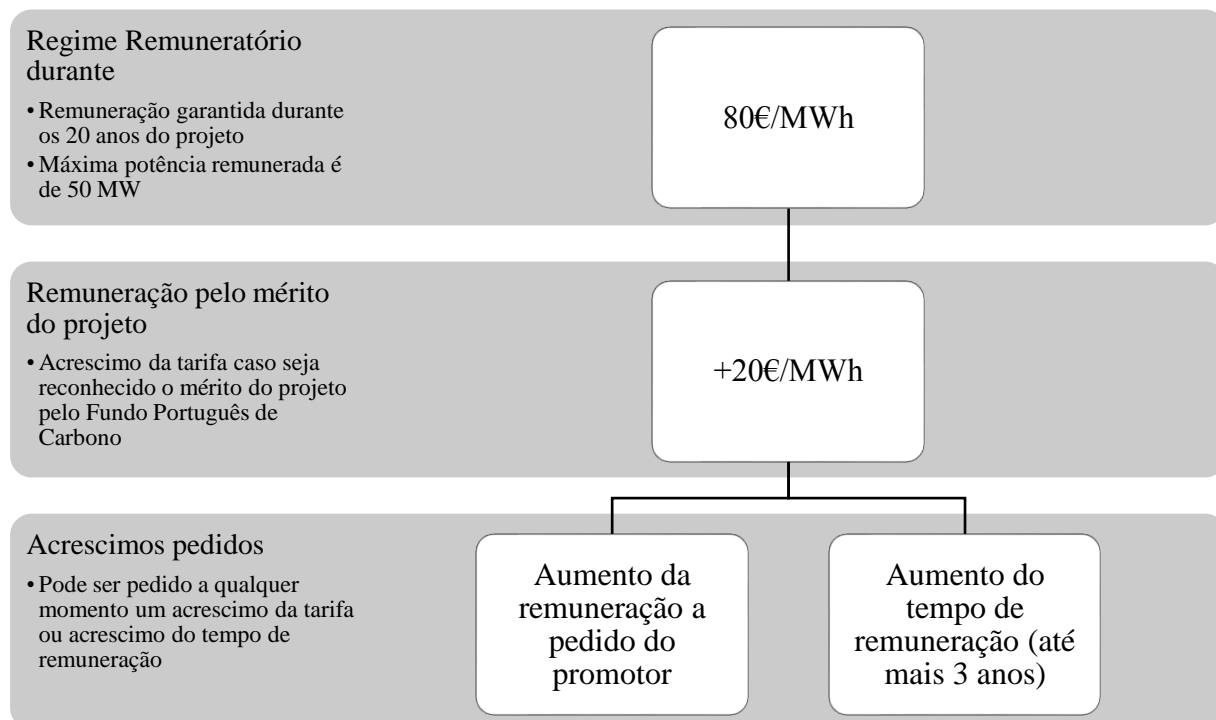


Figura 11 - Representação esquemática da Portaria n.º202/2015. Adaptado de: (Portaria n.º 202/2015, 2017)

### 3. Metodologia

#### 3.1 Modelos de avaliação económica

##### Valor Atual Líquido

Em projetos de energia, o VAL é considerado o valor atual das receitas menos o valor atual das despesas. Quando o VAL é positivo, este assinala a rentabilidade superior à estipulada pelo investidor (taxa de desconto) no início do projeto, cobrindo assim o seu investimento e todos os custos, incluindo os financeiros, oferecendo um lucro adicional ao esperado.

Quando o investidor tem a possibilidade de optar por vários tipos de projeto, este terá tendência a escolher o projeto com maior retorno de investimento, logo escolherá o projeto com maior VAL. Caso a avaliação do valor atual líquido tenha devolvido resultados nulos, é indiferente ao investidor aplicar o seu recurso monetário no projeto, visto este restituir exatamente a rentabilidade mínima esperada. Nos casos em que o VAL é negativo, o projeto não devolver a rentabilidade mínima esperada, trazendo apenas prejuízos.

O valor atual líquido é calculado através da equação:

$$VAL = -C_0 + \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1+d)^k} \quad \text{Equação 1}$$

- $C_0$ : Investimento Inicial;
- $CF_k$ : Fluxo de Caixa constante no ano  $k$ ;
- $d$ : Taxa de Desconto Real;
- $n$ : Número de anos de vida do projeto.

### Taxa Interna de Rentabilidade

A TIR é uma medida da magnitude do projeto na escala de avaliação dos mercados financeiros, de uma forma mais simples, é o momento em que o VAL é igualado a zero. Quando a TIR está acima da taxa de desconto, o projeto gera uma taxa de retorno maior que a taxa de desconto do capital, portanto, em princípio, o projeto será economicamente viável. Quando a TIR obtida está abaixo da taxa de desconto, o retorno exigido pelos investidores não é alcançado (Castro, 2011). O cálculo da TIR é feito de uma forma iterativa e, por norma, são utilizados os algoritmos próprios para o fazer, por exemplo utilizando as ferramentas do EXCEL ou então MATLAB, dando os valores do investimento inicial, o fluxo de caixa em cada ano e os anos de vida do projeto, como se pode verificar na Equação 2.

$$-C_0 + \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1+TIR)^k} = 0 \quad \text{Equação 2}$$

- $C_0$ : Investimento Inicial [€];
- $FC_k$ : Fluxo de Caixa constante no ano  $k$  [€];
- TIR: Taxa Interna de Rendibilidade;
- $n$ : Número de anos de vida do projeto.

O Investimento Inicial ( $C_0$ ) é calculado por:

$$C_0 = CostW \times P \quad \text{Equação 3}$$

- $CostW$ : Custo de capital por potência instalada [€/kW];
- $P$ : Potência Nominal Instalada [kW].

O Fluxo de Caixa constante ( $FC_k$ ) no ano  $k$  é calculado através da seguinte equação:

$$FC_k = R_k - D_k \quad \text{Equação 4}$$

- $R_k$ : Receitas (entradas de caixa) no ano  $k$  [€];
- $D_k$ : Despesas (saídas de caixa) no ano  $k$  [€].

A Equação 4 representa um modelo simplificado do método indireto do fluxo de caixa, onde os resultados de receitas são derivados da remuneração de venda da energia anual produzida pela central (Hertenstein e Mckinnon, 1997). As saídas de caixa anuais são um parâmetro flutuante, varia de projeto para projeto e de país para país. Estas consideram os custos de operação e manutenção, custos de empréstimos e respetiva taxa de juro, taxa de imposto local e/ou nacional e também a amortização anual dos resultados operacionais (Hertenstein e Mckinnon, 1997).

O método indireto do fluxo de caixa é iniciado pelo cálculo dos resultados operacionais, que incluem a maioria das transações de caixa de atividades operacionais num projeto, inclusive transações onde não se envolve dinheiro. O imposto é incidido sobre os resultados operacionais. Após a obtenção do resultado líquido (Resultados Operacionais subtraídos pelo Imposto), as transações que não envolvem dinheiro devem ser eliminadas a fim de chegar a uma representação precisa do fluxo de caixa (Hertenstein e Mckinnon, 1997).

A tarifa é um parâmetro que, na maioria das vezes, depende da legislação e opções políticas de cada país. Normalmente, tem uma fórmula determinada e as centrais renováveis podem ter um tempo limitado



para receber essa remuneração, após o qual as centrais são remuneradas a preço de mercado. A remuneração anual da energia produzida deve ser inflacionado e é dado por:

$$R_k = Tarifa \times \frac{ECR}{1000} \quad \text{Equação 5}$$

- $R_k$ : Remuneração anual pela eletricidade produzida no ano k [€];
- $Tarifa$ : Remuneração Bonificada (FIT – Feed-in Tariff) ou Tarifa de Mercado [€/MWh];
- $ECR$ : Eletricidade anual produzida no ano k [kWh].

As despesas (saídas de caixa) no fluxo de caixa são calculadas através da seguinte expressão:

$$D_k = AM_k + O\&M_{Custos_k} + EB_k + Tax_k \quad \text{Equação 6}$$

- $AM_k$ : Amortização anual no ano k [€];
- $O\&M_{Custos_k}$ : Custos de Operação e Manutenção no ano k [€];
- $EB_k$ : Encargos bancários no ano k [€];
- $Tax_k$ : Imposto sobre o Rendimento (lucro) no ano k [€].

A amortização é uma importante despesa que não envolve desembolso de caixa. Assim, no método indireto esta é sempre adicionada de volta ao fluxo de caixa (exploração), como proposto por (Hertenstein e Mckinnon, 1997).

A amortização é a transferência de uma porção do custo de um bem (ativo) no balanço de resultados durante cada ano de vida do ativo. No presente trabalho foi considerada uma amortização linear, traduzindo uma despesa adicional com uma periodicidade anual. O valor de amortização é determinado pela equação:

$$AM_k = \frac{C_0}{VP} \quad \text{Equação 7}$$

- $AM_k$ : Amortização anual no ano k [€];
- $VP$ : Anos de vida do projeto [anos].

Os encargos bancários são calculados quando o projeto inclui empréstimos bancários. Os encargos bancários anuais são calculados através da fórmula:

$$EB_k = M_{Emp} \times \left( \frac{j}{1 - (1 + j)^{-n}} \right) \quad \text{Equação 8}$$

- $EB_k$ : Encargos bancários no ano k [€];
- $M_{Emp}$ : Montante inicial do crédito bancário [€];
- $j$ : Taxa de juro [%];
- $n$ : Prazo do empréstimo [anos].

O valor do imposto sobre o Rendimento (lucro) utiliza o IRC - Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Coletivas e é calculado através da equação (Deloitte, 2018):

$$Tax_k = IRC \times (R_k - AM_k - O\&M_{Custos_k} - EB_k) \quad \text{Equação 9}$$

- $Tax_k$ : Imposto sobre o Rendimento (lucro) no ano k [€].
- $IRC$ : Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Coletivas [%].

### **Período de Retorno do Investimento (Payback)**

O Período de Retorno do Investimento (DPB) é o tempo que demora um investimento a recuperar o valor investido, sendo este normalmente expresso em anos. A forma de o calcular, encontra-se na equação que se segue.

$$\sum_{k=1}^{DPB} \frac{R_k - D_k}{(1+d)^k} \geq C_0 \quad \text{Equação 10}$$

- $DPB$ : Tempo de Retorno Descontado [anos];
- $d$ : Taxa de Desconto Real;
- $R_k$ : Remuneração anual pela eletricidade produzida no ano  $k$  [€];
- $D_k$ : Despesas (saídas de caixa) no ano  $k$  [€].

Este método desconta fluxos de caixa futuros, portanto, um valor mais próximo do período de recuperação real do projeto. Como se sabe o futuro é incerto, assim como o período de retorno do investimento, uma vez que este processo pode cobrar taxas de juros ou de desconto que não são praticados pelo mercado financeiro.

### **3.2 Modelo de avaliação tecnológica**

#### **LCOE (Custo normalizado de energia)**

Um dos parâmetros necessários para comparação de tecnologias é o LCOE (*Levelized Cost Of Energy*). De uma forma simples, é o valor descontado para o presente da soma de todos os custos de capital e de operação e manutenção ao longo da vida útil do projeto, dividido pela energia total produzida durante o mesmo período (Republica Portuguesa, 2016). No entanto, existem várias formas de calcular este valor.

Segundo (IEA e NEA, 2015) a definição de LCOE inclui o custo total do investimento inicial, custos de operação e manutenção, combustíveis, emissões de carbono e custos de desmantelamento da central. Existem outras definições de diferentes fontes, tais como (Castro, 2011), (Short et al., 1995), que incluem outros tipos de custos, mas no presente trabalho é utilizado o modelo definido por (IEA e NEA, 2015). Este não considera valores extremamente flutuantes (taxas de juro e taxas de imposto) que diferem de projeto para projeto e de país para país. O modelo escolhido é útil para comparar os custos de produção de energia normalizados de diferentes fontes, sem considerar parâmetros flutuantes como custos financeiros e de impostos.

As fontes de energia eólica e ondas não consomem combustível e não emitem gases poluentes na sua produção, por isso, os parâmetros de “custos em combustíveis” e “custos das emissões de carbono” são desprezados, tal como os “custos de desmantelamento”, visto que no fim de vida do projeto o local é habitualmente reaproveitado por um novo projeto ou deixado no local visto que existem diversos seres marinhos que aproveitam a estrutura, usufruindo-se dos trabalhos de construção civil efetuados no local. Neste trabalho optou-se calcular o LCOE €/MWh através da seguinte expressão:

$$LCOE = \frac{\sum_{k=1}^n \frac{CA_k}{(1+d)^k}}{\sum_{k=1}^n \frac{ECR_k}{(1+d)^k}} \times 1000 \quad \text{Equação 11}$$

- $LCOE$ : *Levelized cost of energy* [€/MWh];
- $CA_k$ : Custos Anuais do ano  $k$  [€];

- $ECR_k$ : Energia Produzida no ano k [kWh];
- $d$ : Taxa de Desconto Real.

O custo anual do 1º ano ( $CA_0$ ) e a Energia Produzida são calculados da seguinte forma:

$$CA_0 = C_0 \quad \text{Equação 12}$$

$$ECR_0 = 0 \quad \text{Equação 13}$$

O custo anual no último ano do projeto ( $CA_n$ ) é calculado da seguinte forma:

Para os anos seguintes:

$$CA_k = O\&M_k \quad \text{Equação 14}$$

- $C_0$ : Investimento Inicial [€];
- $O\&M_k$ : Custo de Operação e Manutenção no ano k [€].

Nesta dissertação o LCOE apenas é influenciado pelas despesas da central e nunca pelos fatores económicos, fixando-se o valor da taxa de desconto anual.

### 3.3 Cálculo de produção de eletricidade

#### Energia Eólica Offshore

Para obter a eletricidade produzida pela eólica *offshore*, primeiro estudou-se o comportamento do vento nos locais de interesse. Nesta dissertação considerou-se a Costa Portuguesa, em particular, nas zonas com a profundidade não superior a 200 metros. O modelo numérico utilizado para o estudo do vento foi um modelo de mesoscala (MM5). De uma forma muito simplificada, este modelo numérico é capaz de descrever a evolução das massas de ar, tendo em atenção os fenómenos de turbulência e da estratificação da atmosfera, com uma resolução até 1x1km. Utilizando os dados disponibilizados sobre o terreno, a rugosidade e o histórico meteorológico tridimensional do local, é possível então, simular a evolução no tempo e no espaço, do comportamento meteorológico no mesmo local. Os resultados simulados são comparados com os dados obtidos da estação anemométrica, de forma a validar o modelo de simulação. Os valores simulados são ajustados e corrigidos pelos valores reais, até se obterem as características realistas do vento médio do local. Esta metodologia foi utilizada pelo LNEG para criação do atlas do vento e está representada na figura 12 (Costa et al., 2017).

Tendo então o mapa dos valores do vento médio para o local em estudo, selecionam-se as turbinas e aplicam-se as curvas de potência das mesmas, de forma a obter o Número de Horas Equivalentes à Potência Nominal de uma turbina eólica - NEPS. Nestes termos, a produção anual de eletricidade (ECR) para a turbina eólica *offshore* é obtida através da seguinte equação:

$$ECR_k = P_k \times NEPS_k \times (1 - DegP) \quad \text{Equação 15}$$

- $ECR_k$ : Produção anual de Eletricidade da Turbina Seleccionada [kWh]
- $P_k$ : Potência Nominal da Turbina Eólica Seleccionada [kW];
- $NEPS_k$ : Número de Horas Equivalentes à Potência Nominal da Turbina Seleccionada [h];
- $DegP$ : Taxa de degradação anual;
- $k$ : Turbina Seleccionada.

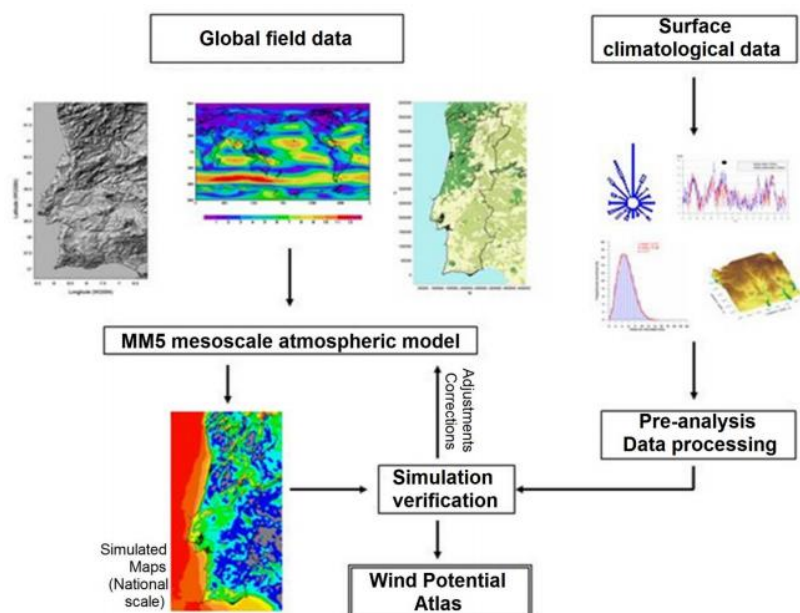


Figura 12 – Metodologia para a criação do Atlas do vento; representação da geração do Atlas do Vento e o Potencial do Vento em Portugal. Fonte: (Costa et al., 2017)

## Energia das Ondas

Para saber o recurso das ondas, é preciso obter os valores da elevação da superfície num período relativamente longo. Estes valores podem ser obtidos através de uma modelação numérica ou a partir de observações experimentais que envolvem utilização de boias direcionais, sensores de pressão, satélites e transdutores elétricos com resistência variável. Baseando nos parâmetros obtidos pelo LNEG é possível calcular então a energia média das ondas. O atlas de recurso anual de energia das ondas encontra-se em kW/m (Costa et al., 2017).

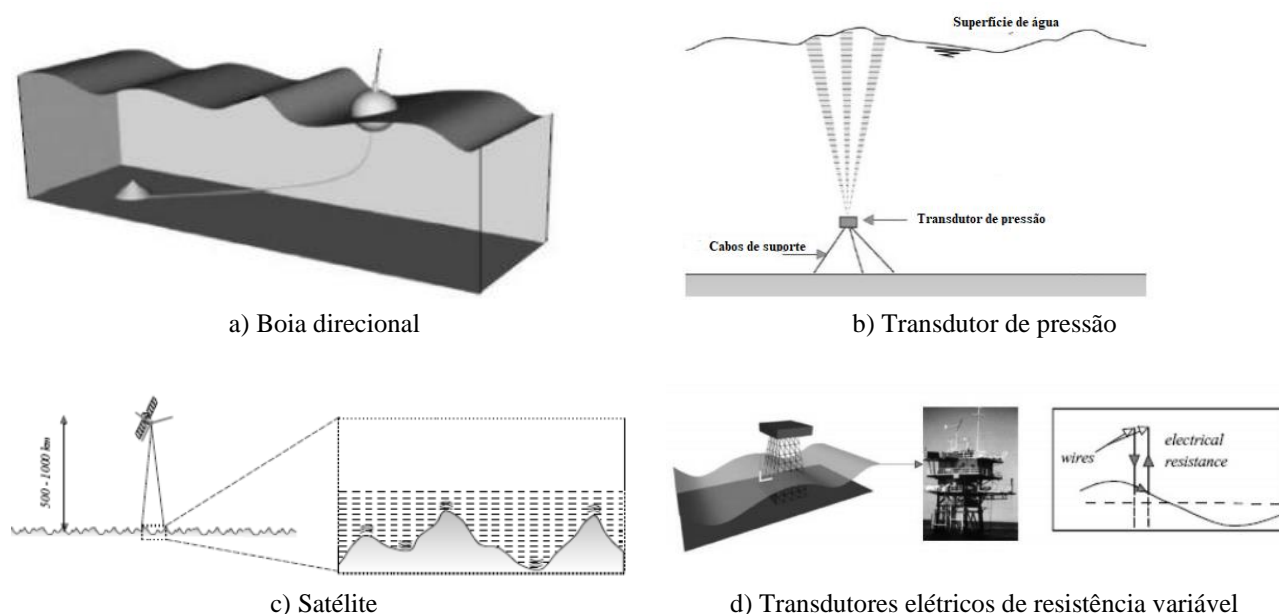


Figura 13 – Aparelhos utilizados nas observações experimentais sobre a elevação das ondas. Fonte: (Costa et al., 2017)

Tendo em conta os parâmetros específicos para cada tecnologia, calculou-se a produção anual de eletricidade para um dispositivo de energia das ondas (Equação 16). Será também necessário estimar a potência nominal de cada dispositivo, (Equação 17), para ser possível calcular o investimento inicial. A potência nominal é calculada com o conhecimento de que cada dispositivo está dimensionado para absorver o potencial energético de 20 a 25 kW/m, valor aceitável para *offshore* português (costa ocidental), com um fator de capacidade de 20% a 25%, Equação 18 (Garcia et al., 2018) e dados internos do LNEG.

A Equação 16 mostra o método para calcular a produção média anual de eletricidade para cada dispositivo de energia das ondas:

$$ECRu_k = AR \times CR_k \times d_{dim_k} \times \eta_{PTO} \times h_{ano} \times (1 - DegP) \quad \text{Equação 16}$$

- $AR$ : Atlas do Recurso Anual de Energia das Onda [kW/m], toma o valor entre 20 e 25 kW/m;
- $CR$ : Largura de Captura em valores decimais. Eficiência hidráulica; depende da tecnologia do dispositivo;
- $h_{ano}$ : Horas por ano [h/ano];
- $d_{dim}$ : Dimensão Característica [m];
- $\eta_{PTO}$ : “Power Take-Off”- eficiência mecânica, 0.6 para este estudo;
- $k$ : Tecnologia da energia das ondas seleccionada.

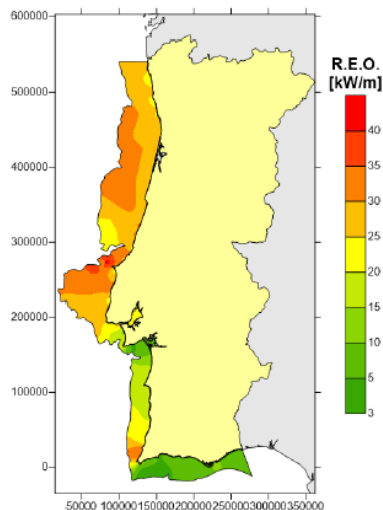
Para determinar a potência nominal necessária para cada dispositivo, para absorver a energia disponível de 20 a 25 kW/m, utiliza-se a seguinte equação:

$$Pn_k = \frac{Pp_k}{Cf} \quad \text{Equação 17}$$

- $Pn$ : Potência Nominal do dispositivo [kW];
- $Pp$ : Potência Mecânica Produzida [kW];
- $Cf$ : Fator de Capacidade em valores decimais.

A Potência Mecânica Produzida ( $Pp$ ) para cada tipo de tecnologia é calculada por:

$$Pp_k = MAR \times CR_k \times d_{dim_k} \times \eta_{PTO} \quad \text{Equação 18}$$



- $MAR$  [kW/m]: Potencial Energético *Offshore* limite disponível, definido pelo novo Atlas de Ondas:
  - Região Norte [29.0 kW/m];
  - Região Oeste [28.9 kW/m];
  - Região Lisboa-Oeste [29.8 kW/m];
  - Região Sul [16.3 kW/m].

Figura 14 – Esquerda: Atlas de ondas com dados pontuais de boias atualizados. Fonte: (Garcia et al., 2018).

### 3.4 Seleção da tecnologia eólica offshore

No âmbito do projeto POSEUR, selecionaram-se duas fundações eólicas fixas no fundo do mar. A tecnologia *Monopilar* e a *Jacket*. A fundação *Monopilar* tem um *design* simples em comparação com a *Jacket*. Considera-se que a profundidade máxima para instalar este tipo de fundação é de 30 metros. Com o auxílio da tecnologia das indústrias *offshore* de petróleo e gás, a fundação *jacket* considera-se uma boa escolha para a profundidade de água intermediária entre 25 e 50 metros (Myhr et al., 2014a).

Tecnologia	Projeto	Desenvolvimento e concessão	Fase de testes	Protótipo	Fase pré-comercial/comercial
Semi-submersível	Windfloat (US/PT)				
	Mitsul (JP)				
	Mitsubishi (JP)				
	DeepCWind (US)				
	Gusto (NL)				
	HIPR Wind (EU)				
Spar	Diwet (FR)				
	Hywind (NO)				
	Toda (JP)				
	Japan Marine (JP)				
	Sway (NO)				
	Nautica AFT (US)				
TPL	Sea Twirl (SW)				
	Gicon (GE)				
	Blue H (GE)				
	Pelastar (US)				
	Iberdrola Etorgal (SP)				
	Mitsul (JP)				

Figura 15 - Comparação entre tecnologias flutuantes. Adaptado de: (EDP Renováveis, 2016)

O primeiro modelo de turbina eólica *offshore* selecionado foi o da Senvion, 6.2M126 com potência nominal de 6.15MW e diâmetro do rotor de 126 metros. Foi construída para as exigências *offshore*, com componentes especialmente desenhados para este propósito, podendo também ser instalada em centrais *onshore*. Esta turbina pode facilmente ligar-se a qualquer rede elétrica como uma central de produção completa (Senvion, 2018).

O segundo modelo selecionado foi o da MHI Vestas, V164, com potência nominal de 8MW e diâmetro do rotor de 164 metros. Esta turbina é totalmente adequada a ambientes *offshore* e especialmente desenvolvida para suportar as condições extremas do mar do Norte. Foi desenhada para proporcionar a mais alta produção de energia, com a máxima qualidade, num ambiente *offshore* agressivo (Vestas, 2011).

A terceira turbina selecionada é a SWT-6.0-154 da Siemens Gamesa com um diâmetro de rotor de 154m. O comprimento de cada pá é aproximadamente o mesmo que a envergadura de um Airbus A380. Com mais de 18.000 metros quadrados de área varrida, a turbina gera 6 MW para velocidade de vento de 12 m/s (2015; Siemens, 2015).

As curvas de potência das três turbinas selecionadas e as suas principais características das fundações, apresentam-se na Figura 16 e Tabela 1, respetivamente.

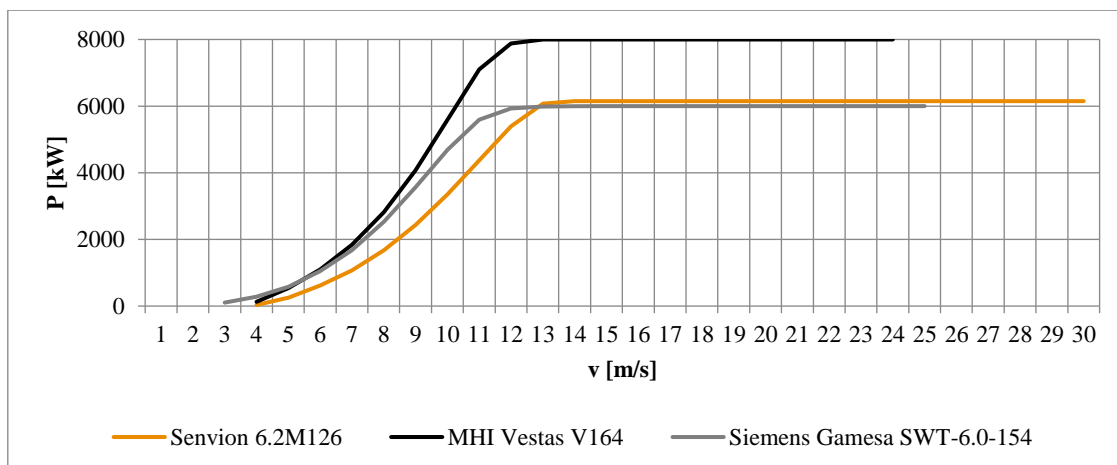


Figura 16 – Curva de potência das Turbinas eólicas *offshore* selecionadas. Fontes: (Senvion, 2018) e (Vestas, 2011)

Tabela 1 - As principais características das fundações selecionadas

	Fundações Fixas		Fundações Flutuantes	
Nome	<i>Monopilar</i>	<i>Jacket</i>	<i>Windfloat</i>	<i>Hywind</i>
Tipo de Fundação	-	-	<i>Semi-Submersible</i>	<i>Spar-Buoy</i>
Amarração	-	-	Sistema Catenário (3 cabos)	Sistema Catenário (3 cabos)
Profundidade (m)	10 – 30	25 - 50	> 50	> 100
Fase de desenvolvimento	Comercial	Comercial	Pré-Comercial (2019)	Pré-Comercial (2017)

Portanto, tal como foi referido na secção 3.3, através destas curvas de potência obtém-se o valor de NEPS para cada uma das tecnologias selecionadas. Este processo de transformação de mapas é realizado com a ajuda de uma ferramenta GIS, sendo que neste caso foi utilizado o ArcGis.

É importante perceber que este tipo de mapa não seria suficiente para este estudo, visto que apresenta a área toda selecionada. Deste modo, foi necessário aplicar algumas restrições de forma a perceber realmente quais é que são as áreas reais que podem ser aproveitadas pelas tecnologias selecionadas. As restrições são basicamente de dois tipos – físicas e tecnológicas. Os físicos são referentes aos dados existentes na base de dados do LNEG e atualizados em 2018 (Garcia et al., 2018).

As restrições físicas aplicadas foram:

- Limites do estabelecimento de culturas marinhas (aquicultura);
- Áreas classificadas:
  - Reservas de biosfera
  - Áreas protegidas
  - Sítios de importância Comunitária
- Dados Existentes:
  - Cabos submarinos
  - Conduas de abastecimento
  - Boias para navios cisternas
  - Fundeadouro
  - Zonas piloto
  - Zonas de proteção
- Atualização de zonas rochosas e fundo marinho.

Os mapas de todas as restrições mencionadas encontram-se a seguir. Os detalhes de cada uma componente do mapa, encontra-se em Anexo I.

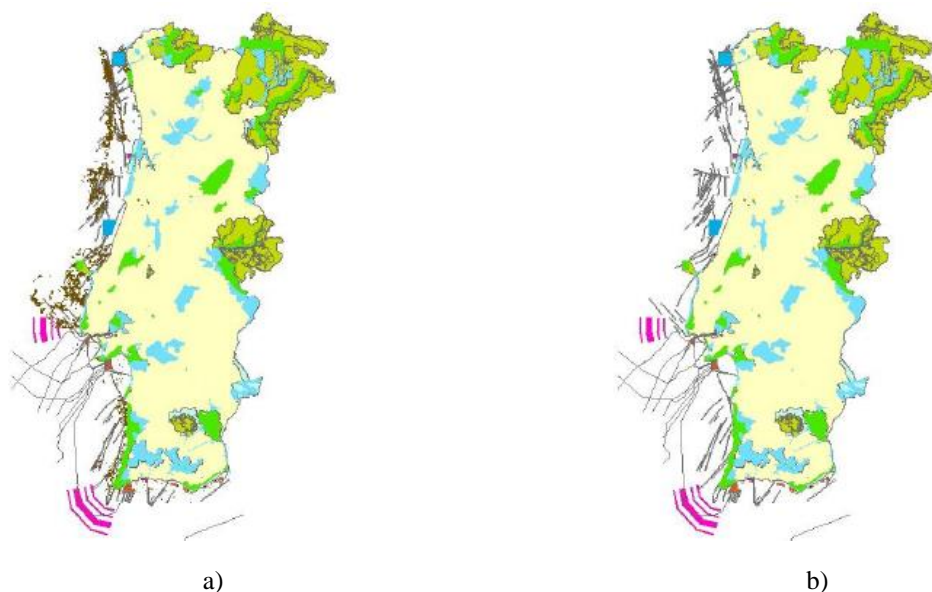


Figura 17 – a) Restrições finais para uma central eólica *offshore* fixa; b) restrições finais para uma central eólica *offshore* flutuante. Fonte: (Garcia et al., 2018)

### 3.5 Seleção da tecnologia das ondas

Existem muitos tipos de tecnologias de energia das ondas, com princípios e dimensões de trabalho distintos (Babarit et al., 2012). No entanto, serão considerados apenas três conversores de energia das ondas, aqueles que apresentaram a maior taxa de largura de captura (%) e melhor eficiência na conversão de energia das ondas em eletricidade.

Em primeiro, o *Floating two-body heaving converter* é um dispositivo flutuante composto por um toróide de baixo-calado que desliza ao longo de um flutuador de alto calado. Além disso, o movimento relativo entre os dois corpos é impulsionado por um sistema hidráulico PTO – *Power take-off*. (Babarit et al., 2012).

O dispositivo *Bottom-fixed oscillating flap* consiste em uma simples pala que oscila em torno de um eixo fixo próximo ao fundo do mar. Esta é a razão pela qual é adequada para águas rasas e intermediárias. Além disso, uma bomba colocada no eixo hidráulico bombeia o óleo hidráulico pressurizado para uma estação costeira (Babarit et al., 2012).

Finalmente, o conversor *Floating oscillation water column* é um tipo de dispositivo OWC - *Oscillating Water Column*. É composto por uma câmara de ar, com seis graus de liberdade de movimento. A entrada da coluna de água está localizada no lado a jusante do dispositivo. O casco é construído de paredes de aço finas que envolvem a coluna de água. A transformação de energia é efetuada através de uma turbina de ar conectada a um gerador elétrico. O movimento da coluna de água em relação ao corpo de OWC cria pressão oscilante na câmara e fluxo de ar através da turbina (Babarit et al., 2012).



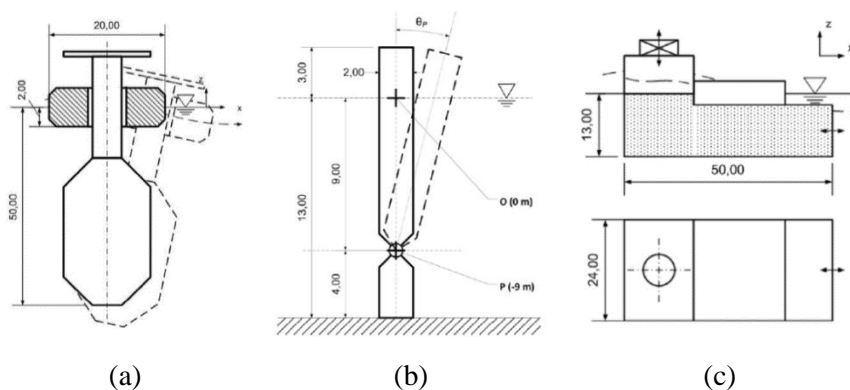


Figura 18 - Tecnologias de ondas selecionadas: (a) Floating two-body heaving converter, (b) Bottom-fixed oscillating flap, (c) Floating oscillation water column. Fonte: (Babarit et al., 2012)

As suas principais características a considerar encontram-se na Tabela 2 - As principais características relevantes para a tecnologia das ondas. A produção de eletricidade para cada dispositivo de ondas será calculada com base nos parâmetros específicos dos dispositivos e no recurso anual de ondas (kW/m) disponível na costa portuguesa.

Tabela 2 - As principais características relevantes para a tecnologia das ondas

Estrutura	Floating two-body heaving converter	Bottom-fixed oscillating flap	Floating oscillation water column
Nome abreviado	F-2HB	B-OF	F-OWC
Razão de Largura de Captura (%)	27	58	41
Dimensão Característica (m)	20	26	24
Profundidade de Funcionamento (m)	65 – 200	13 – 25	25 - 200
Tipo de fixação	Flutuante	Fundação Fixa	Flutuante

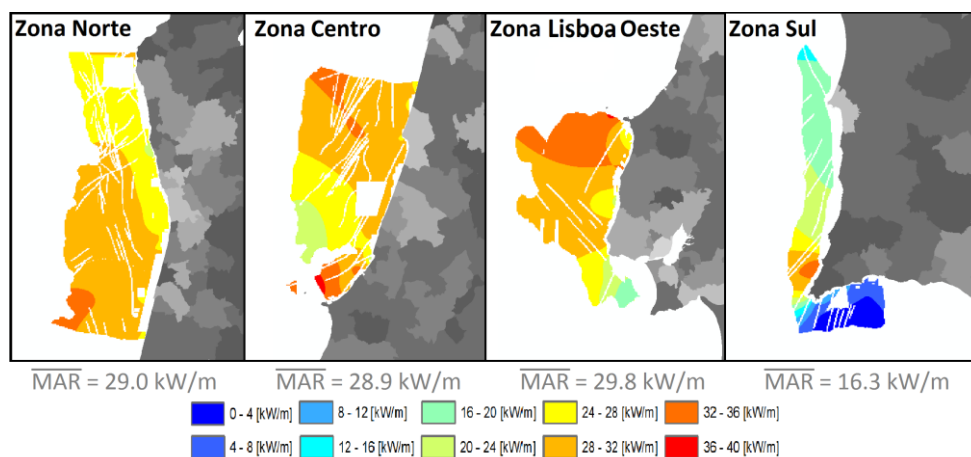


Figura 19 – Atlas do recurso de ondas para as 4 zonas da costa portuguesa

O atlas de referência para o potencial de ondas é o atlas de recurso energético das ondas para Portugal. Para conseguir complementar informação já existente na base de dados ONDATLAS (Candelária e Pontes, 2008) dando origem a um novo mapa de ondas mais atualizado. Este novo Atlas de recurso de ondas, desenvolvido pelo LNEG considera individualmente 4 zonas distintas da costa portuguesa: Zona Norte, Zona Centro, Zona Lisboa Oeste e Zona Sul. Utilizando o valor do recurso médio característico de cada zona (MAR).

### 3.6 Parâmetros do investimento

Existem diversas formas de obter o custo das centrais renováveis *offshore*. A situação mais atual é baseada nos artigos científicos (Angel G Gonzalez-Rodriguez, 2017); (Myhr et al., 2014b), no livro (Chong Ng; Li Ran, 2016) e nos relatórios (Bloomberg, 2018), (BVG associates e InnoEnergy, 2017), (BVG associates, 2014a) e (The Crown Estate, 2010).

Os valores do CAPEX e OPEX de centrais *offshore* são divididos em 4 fases principais, distinguidas pelas diferentes condições de operação e intensidade de capital:

1. Desenvolvimento e Conceção (D&C);
2. Produção e Aquisição;
3. Instalação e Comissionamento;
4. Operação e Manutenção;

Todos os valores monetários apresentados foram atualizados através do Índice de Preços no Consumidor para o mês de junho de 2018. Foi utilizada a ferramenta de “Atualização de Valores com Base no IPC” do INE (INE, 2018), com o Índice de Preços no Consumidor do mês de junho do ano referido na fonte.

#### Eólica offshore

A atividade de D&C consiste em uma variedade de itens: levantamentos geofísicos e batimétricos, monitoramento meteorológico de mastro e vento, custo de financiamento, licenças, relações públicas e marketing, avaliação de impacto ambiental, engenharia de projeto e gestão de construção. (Angel G. Gonzalez-Rodriguez, 2017).

Segundo (The Crown Estate, 2010) o cenário-base D&C estabeleceu-se um valor médio de 160,5 k€<sub>2018</sub>/MW. No relatório (BVG associates, 2014b) apresentando os valores nominais do contrato de vários projetos que atingiram o FID (*Final Investment Decision*) em 2014, com valor médio de 102,2 k€<sub>2018</sub>/MW. Igualmente, o relatório (BVG associates e InnoEnergy, 2017) apresenta valores nominais de contrato de projetos que atingiram o FID em 2017, com valores médios de 98,2 k€<sub>2018</sub>/MW.

Analisando estes dados bibliográficos num gráfico é possível observar a evolução destes custos ao longo dos últimos anos.

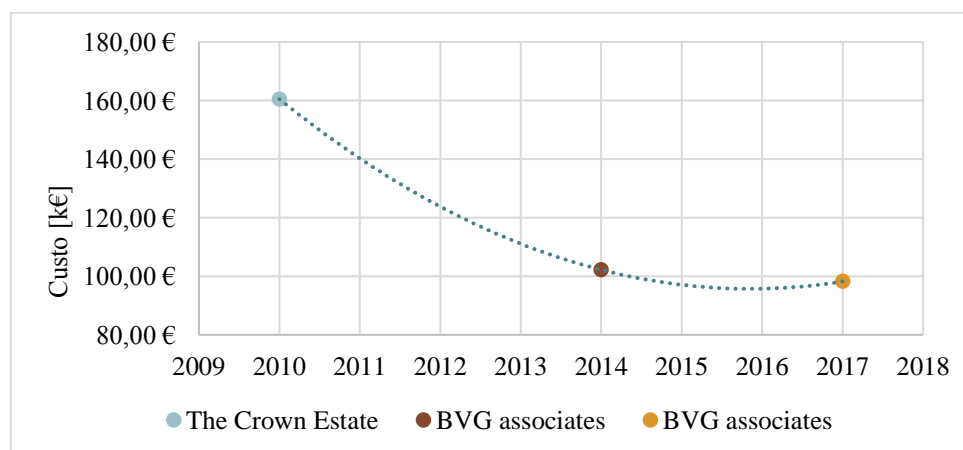


Figura 20 - Evolução dos custos de D&C. Fontes: (The Crown Estate, 2010), (BVG associates, 2014b) e (BVG associates e InnoEnergy, 2017)

A evolução verificada leva a crer que houve uma descida acentuada nos primeiros anos de desenvolvimento de projetos *offshore* fixa que têm vindo gradualmente a estabilizar nos anos mais recentes. Assim, é possível assumir que o custo mais próximo dos custos atuais é a média dos custos apresentados no relatório (BVG associates e InnoEnergy, 2017) para centrais fixas e para centrais flutuantes os custos apresentados no relatório (BVG associates e InnoEnergy KIC, 2017).

Tabela 3 - Valores de D&C para as diferentes tecnologias consideradas.

Elementos	Monopilar [€/kW]	Jacket [€/kW]	Hywind [€/kW]	Windfloat [€/kW]
<b>D&amp;C<sup>1</sup></b>	100,49		97,45	
<b>CAPEX (produção aquisição e instalação)<sup>2</sup></b>	3 500	3 654	4 819	

O custo associado a fase de produção, aquisição e da instalação das turbinas *offshore*, estimou-se no decorrer deste trabalho tendo como base os valores disponíveis nos trabalhos publicados, e outras fontes internas do LNEG. Nesta fase, serão considerados os custos associados à produção das turbinas, fundação e das âncoras, tal como a sua aquisição, bem como o valor associado à instalação de toda a estrutura no mar. Estes valores, não são sensíveis à distância.

O que toca ao OPEX, este contabiliza todos os custos associados ao processo de operação e manutenção (O&M) anual, desde O&M preventiva, preventiva condicionada e corretiva não planeada. Sendo a preventiva é O&M agendada, como por exemplo as inspeções. A O&M preventiva condicionada implica a situação em que, a estrutura foi danificada ou pode ser danificada devido à alguma tempestade no mar. E por fim, o que se refere a corretiva não planeada, são todas outras falhas que possam ocorrer no tempo de vida do projeto. O custo de OPEX inclui também o seguro da fase operacional, o alojamento do pessoal nas instalações portuárias e os custos de operação dos navios por potência instalada. Estes valores são influenciados pela distância percorrida pelos navios de O&M desde o porto ao local de instalação da central *offshore*. O valor de OPEX é baseado na metodologia de (Myhr et al., 2014b), onde são simuladas várias situações de O&M para diferentes centrais utilizando a ferramenta *OMCE-Calculator*, onde são obtidos os valores apresentados na Figura 21, que se encontra a seguir.

Adaptando os valores a qualquer distância aos portos, criou-se uma regressão linear, de elevada correlação (R=96,6% e R=98,2%), que relaciona o custo com a distância para as duas tipologias de fundação consideradas. Portanto, utilizaram-se as seguintes equações para o cálculo final de operação e manutenção dependente da distância. É de notar que as retas não são paralelas, isso deve-se ao facto dos custos associados às centrais eólicas *offshore* do tipo flutuante, acabam por ter maiores encargos das barcaças utilizadas para O&M.

<sup>1</sup> Fonte: (BVG associates e InnoEnergy, 2017) e (BVG associates e InnoEnergy KIC, 2017)

<sup>2</sup> Fonte interna LNEG

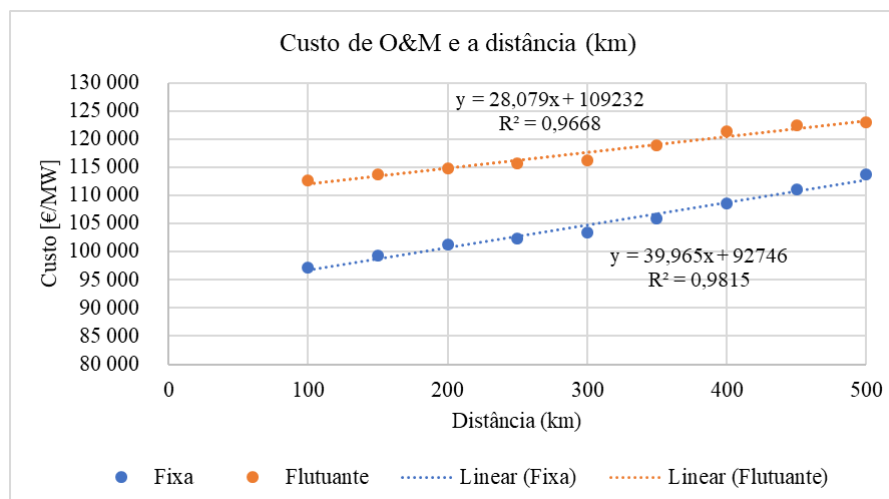


Figura 21 - Custos totais de operação e manutenção em função da distância aos portos da potência instalada

Fundações Fixas:

$$Custo\ fixa\ O\&M_{fixa} \text{ [€}_{2018}/MW] = 39,965 \times distância + 92\,746 \quad \text{Equação 19}$$

Fundações Flutuantes:

$$Custo\ flutuante\ O\&M_{flutuante} \text{ [€}_{2018}/MW] = 28,079 \times distância + 109\,232 \quad \text{Equação 20}$$

## Energia das ondas

Em tentativas para encontrar métricas alternativas para o cálculo do LCOE, o grupo *Wave Energy Prize* desenvolveu a métrica “Média Climática de Largura de Captura por CAPEX Característico” com a sigla ACE. Esta métrica permite calcular o desempenho comercial de um protótipo com baixos Níveis de Maturação Tecnológica - *Technology Readiness Level* – TRL (de Andres et al., 2016). Os dois componentes que compõem o valor de ACE são a Potencial Energético *Offshore* (MAR) que é um fator correspondente à capacidade de conversão de energia do dispositivo e a Despesa de Capital Característica que representa um CAPEX indicativo com base em algumas estimativas de material (de Andres et al., 2016).

$$CAPEX\ Indicativo\ [IC] = \frac{MAR}{ACE} \quad \text{Equação 21}$$

Os dados da seguinte tabela dizem respeito à comparação de várias tecnologias num mesmo local (Yeu em França) com MAR médio de 27 kW/m.

Tabela 4 - Comparações métricas para a localização Yeu, França. Fonte: (de Andres et al., 2016)

Tecnologia	RST [m]	Dimensão Característica [m]	Área de Superfície [m²]	Largura de Captura [%]	[kWh/kg]	[MWh/m²]	ACE [m/M€2016]
Floating two-body heaving converter	0.342	20	2120	36	0.3	0.79	2.04
Bottom-fixed oscillating flap	0.239	26	2020	72	1	1.9	7.99
Floating OWC	0.035	24	6500	52	1.6	1.8	11.26

Tendo os valores de ACE referenciados e de MAR da costa portuguesa, calculou-se então o valor do Capex Indicativo, para as tecnologias selecionadas, tendo em conta a Equação 21.

Tabela 5 – MAR relativo à costa portuguesa da Secção 3.3 Cálculo de produção de eletricidade - Energia das Ondas

ZONA	Norte	Centro	Lisboa	Sul
MAR [kW/m]	29	28.9	29.8	16.3

Tabela 6 – Valor constante ACE para as tecnologias consideradas

Tecnologia	Floating two-body heaving converter	Bottom-fixed oscillating flap	Floating oscillation water column
ACE [m/M€2016]	2.04	7.99	11.26

Tabela 7 – Valores de Capex Indicativo para as tecnologias das ondas consideradas

Tecnologia	Zona	CAPEX Indicativo [M€]	Potência zona [kW]	Capex Indicativo 2016 [M€/MW]	Capex Indicativo 2018 [M€/MW]
Floating two-body heaving converter	Norte	14,22	580	24,51	25,10
	Centro	14,17	578		
	Lisboa	14,61	596		
	Sul	7,99	326		
Bottom-fixed oscillating flap	Norte	3,63	754	4,81	4,93
	Centro	3,62	751		
	Lisboa	3,73	775		
	Sul	2,04	424		
Floating oscillation water column	Norte	2,58	696	3,70	3,79
	Centro	2,57	694		
	Lisboa	2,65	715		
	Sul	1,45	391		

Utilizando diferentes fontes que se encontram indicadas na Tabela 8, foi possível obter as parcelas de CAPEX, OPEX e DECEX, considerando o valor do CAPEX Indicativo (IC) para cada uma das tecnologias selecionadas:

Tabela 8 - Custos detalhados de projetos em Energia das Ondas - CAPEX, OPEX e DECEX

Categorias			Fórmula de custos	Fonte
CAPEX	Custos de Desenvolvimento e Conceção (D&C)	Custos de D&C	10% IC (€)	(Dalton et al., 2011; Previsic et al., 2004)
		Licenças e Permissões	$0.033 \text{ (€/W)} \times Pn_k \text{ (W)}$	(Astariz e Iglesias, 2015)
	Custos de Aquisição e Instalação (Com ligações elétricas)	Aquisição dos Conversores, Instalação e Amarração	90% IC (€)	(de Andres et al., 2016)
OPEX	(Anual)	Tarefas de O&M Anual	3% IC (€)	(O'Connor et al., 2013)
		Custos de Revisão e tempo desligados	1,55% IC (€)	
		Peças de substituição	4,6% IC (€)	
		Seguros	1,13% IC (€)	
DECEX (em 20 anos)			0.75% IC [€]	(Sánchez, 2011)

Tabela 9 - Custos detalhados das tecnologias WEC selecionadas [€<sub>2018</sub>/MW]

Categorias		€ <sub>2018</sub> /kW		
		F-2HB	B-OF	F-OWC
<b>CAPEX</b> (Sem Ligações Elétricas)	Custos de D&C	2004	512	364
	Licenças e Permissões	33 000	33 000	33 000
	Aquisição dos Conversores, Instalação e Amarração	18036	4608	3276
<b>OPEX</b> (Anual)	Tarefas de O&M	601,2	153,6	109,2
	Custos de Revisão e tempo desligados	310,62	79,36	56,45
	Peças de substituição	921,84	235,52	164,44
	Seguros	226,45	57,86	41,13
<b>DECEX (em 20 anos)</b>		150,3	38,4	27,3

### 3.6.1 Custos da estrutura elétrica *offshore*

A análise da estrutura elétrica fez-se através de uma análise detalhada de cada componente necessário no seu dimensionamento. Este dividiu-se em 2 partes distintas, relativamente às ligações entre as turbinas ou as diferentes WECs (Cabos inter-array) e relativamente à exportação de energia para a costa (cabos de exportação). De notar que, finalizada a análise, todo o custo da estrutura dependerá de 4 variáveis, sendo estas a profundidade do leito marinho, a potência da central, o comprimento do cabo de exportação desenterrado e enterrado.

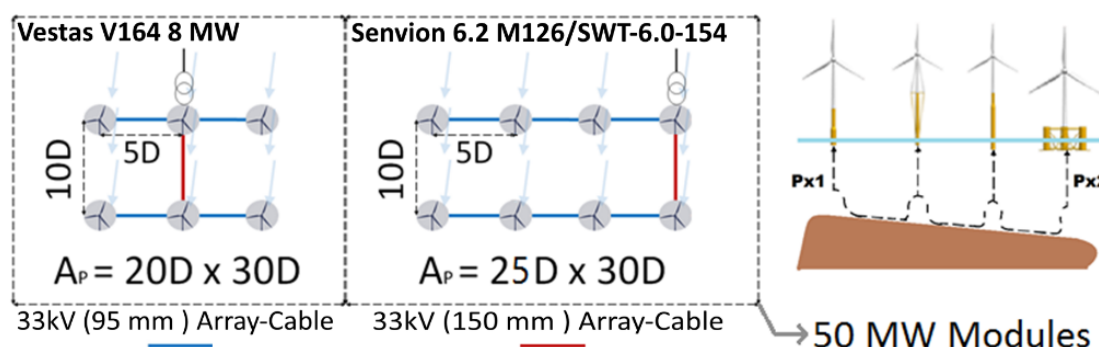


Figura 22 - Módulos de aproximadamente 50MW de potência instalada, para as turbinas eólicas selecionadas, sendo  $A_p$  a área ocupada pelas turbinas, D o diâmetro das turbinas,  $P_x$  a profundidade

Simplificando o estudo dos cabos inter-array para o caso da eólica *offshore*, considerou-se uma configuração padrão (*micrositing*), com potência nominal de aproximadamente 50 MW. Como neste estudo utilizam-se 3 turbinas com distintas características, existirão 3 diferentes módulos. O módulo para a turbina MHI-Vestas V164 de 8MW tem 6 turbinas, para a turbina Senvion 6.2M126 de 6.15MW o e para a Siemens-Gamesa SWT-6.0-154 de 6MW, o módulo tem 8 turbinas.

Tendo em conta a configuração e distância entre turbinas, calculou-se o comprimento necessário para os cabos *inter-array*, sendo este dependente da distância entre turbinas, do comprimento para o cabo alcançar o leito marinho e do espaço extra para o módulo de flutuação do sistema “*Lazy-Wave*”, usado para proteger os cabos de abrasão através de uma manga protetora com cerca de 40 m de comprimento (WindPlus et al., 2018). O custo de cada cabo depende do seu comprimento e capacidade de transporte, o custo total das ligações *inter-array*, calculou-se usando os valores do custo de cada cabo presentes na seguinte tabela:

Tabela 10 - Cabos *Inter-array* de tensão 33kV - as suas características e custos (Angel G. Gonzalez-Rodriguez, 2017).

Cabo	Área de Interceção [mm <sup>2</sup> ]	Corrente Máxima [A]	Custo aquisição [€ <sub>2018</sub> /m]	Instalação do cabo Submarino [€ <sub>2018</sub> /m]	Capacidade [MVA]
$C_1$	95	380	131	131	22
$C_2$	150	430	197	131	25
$C_3$	400	680	329	131	39
$C_4$	630	780	493	131	45
$C_5$	800	900	518	131	51

Assim, sabendo a configuração e os custos associados à cada cabo, criou-se uma função de custo para os cabos *inter-array* para as estruturas eólicas *offshore*:

$$IA_{base-6MW}(Px, D) = (30D + 12(Px + 40)) \times C_1 + (10D + 2(Px + 40)) \times C_2 \quad \text{Equação 22}$$

$$IA_{base-8MW}(Px, D) = (20D + 8(Px + 40)) \times C_1 + (10D + 2(Px + 40)) \times C_2 \quad \text{Equação 23}$$

- D – Diâmetro da turbina;
- $P_x$  – Profundidade;
- $C_1/C_2$  – Custo do tipo de cabo da Tabela 10

Analisando as Equações 23 e 24, é possível perceber que são somadas duas parcelas, uma corresponde ao cabo de 95 mm e outro ao de 150 mm. É de notar que são necessários 6 cabos de 95 mm e 1 de 150 mm, para uma turbina de 6 MW; enquanto para uma turbina de 8 MW são necessários 4 de 95 mm e 1 de 150 mm (ver Figura 22).

Analisando então a primeira parcela da Equação 22:  $(30D + 12(Px + 40)) \times C_1$ :

- 30 D – representa a distância total entre as turbinas com o fator de diâmetro da turbina; este valor é o resultado da distância mínima a manter entre as turbinas ( $5D$  – *along wind*), multiplicado pelo número de turbinas, neste caso 6;
- $(P_x + 40)$  – este valor resulta do sistema “*Lazy Wave*”, ou seja, uma proteção para não haver tensão nos cabos; além do comprimento de cabo ao longo de profundidade também é necessário acrescentar os 40 metros;
- Fator de multiplicação 12 – cada turbina necessita de 2 cabos de proteção e são no total 6 turbinas;
- $C_1$  – Custo do cabo com designação  $C_1$  na Tabela 10, sendo o valor a soma da aquisição e instalação.

A segunda parcela desta mesma equação  $(10D + 2(Px + 40)) \times C_2$ , também pode ser explicada de forma análoga:

- 10 D – representa a distância total entre as turbinas com o fator de diâmetro da turbina; este valor é o resultado da distância mínima a manter entre as turbinas ( $10D$  – *crosswind*), como existe apenas 1 cabo é esse que é utilizado;
- $(P_x + 40)$  – este valor resulta do sistema “*Lazy Wave*”, ou seja, uma proteção para não haver tensão nos cabos; além do comprimento de cabo ao longo de profundidade também é necessário acrescentar os 40 metros;
- Fator de multiplicação 2 – cada turbina necessita de 1 cabos de proteção para as 2 turbinas que estão interligadas por este cabo;
- $C_2$  – Custo do cabo com designação  $C_2$  na Tabela 10, sendo o valor a soma da aquisição e instalação.

Para o caso da Equação 23 a metodologia é exatamente igual, mas que usa as 6 turbinas em vez das 8 da Equação 22.

Ao utilizar esta metodologia, é possível ajustar os custos em módulos de 50MW, isto é, se o parque tiver 100MW (ou outros múltiplos de 50) os custos podem ser ajustados de acordo com a figura que se encontra a seguir.

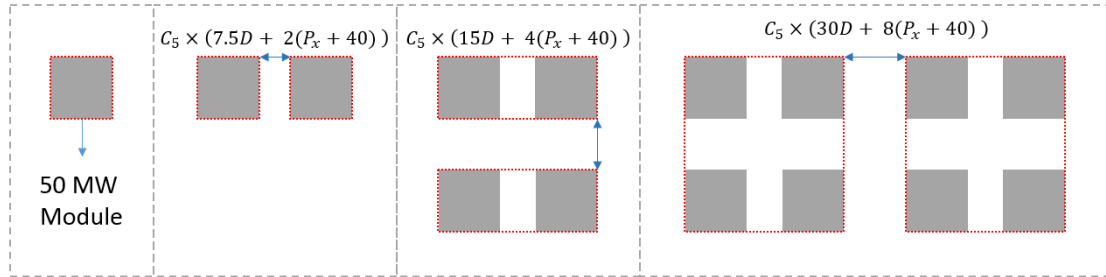


Figura 23 – Ilustração do crescimento modular de uma central eólica *offshore* com base numa unidade modular equivalente a 50 MW de potência.

Tendo em conta a dependência da orientação dos módulos face ao sentido predominante do vento, com a distância entre turbinas a variar entre 5 vezes o diâmetro do rotor (perpendicular a direção dominante do vento) e 10 vezes o diâmetro do rotor (paralela a direção dominante do vento), assumiu-se o valor médio de 7,5 vezes, de forma a permitir um dimensionamento médio modular da central. Como tal foi possível deduzir a seguinte equação:

$$Acost(M, D, P_x) = IA_{base} \times M + C_5(7.5D + 2(P_x + 40)) \left( 2^{\frac{\log M}{\log 2}} - 1 \right), M \in N \quad \text{Equação 24}$$

- $IA_{base}$  – Resultado das equações 23 e 24;
- $M$  – Número de módulo de 50 MW;
- $C_5$  – Custo do cabo tipo  $C_5$  da tabela 10;

Assim, da equação 24 é possível perceber que o valor de  $IA_{base}$ , obtido pelas equações anteriores, é multiplicado pelo número de módulos ( $M$ ). De seguida, é somado um valor correspondente ao custo de interligação entre os dois módulos, respeitando a lógica anteriormente seguida, que era a distância entre as turbinas mais a segurança do cabo para não haver tensão. A última parcela da equação, é relativa à tipologia da sequência utilizada.

Para o caso da energia das ondas, não foram encontradas referências sobre a instalação de cabos *inter-array*, sendo que o custo de instalação do sistema elétrico é calculado de forma geral para projetos desta natureza. Como tal, não serão assumidos, separadamente, custos de cabos *inter-array* para as tecnologias de ondas. Estes custos encontram-se contabilizados no CAPEX indicado na secção 3.6 Parâmetros do investimento - Energia das ondas.

A escolha entre cabos de exportação AC ou DC é complexa e dependente de várias variáveis. Os sistemas AC são mais apropriados para instalações de curta distância, os sistemas DC são mais apropriados para ligações de longas distâncias e grandes capacidades. Contudo pode ser difícil determinar qual é a melhor escolha para projetos denominados de média capacidade.

Os custos dos sistemas de exportação não são dependentes das tecnologias, mas sim da potência instalada, do comprimento do cabo de exportação submerso e do cabo enterrado. A profundidade do local também terá um pequeno impacto no comprimento do cabo de exportação. É importante notar que, as condições sobre as quais a central se encontra, iram determinar que tipo de ligação será recomendada,



HVDC ou HVAC, dependendo de qual das formas de transmissão permite custos mais competitivos. A metodologia para o cálculo dos cabos de exportação é comum a energia das ondas e eólica *offshore*.

D1 (transmissão em HVAC) e D2 (transmissão em HVDC) dimensionam-se para se conectarem a uma turbina eólica com uma tensão nominal de saída de 33 kV alternada, sendo este *rating* de tensão opcional em todas as turbinas consideradas neste estudo. As configurações D1 e D2 são consideradas típicas de uma central eólica *offshore*.

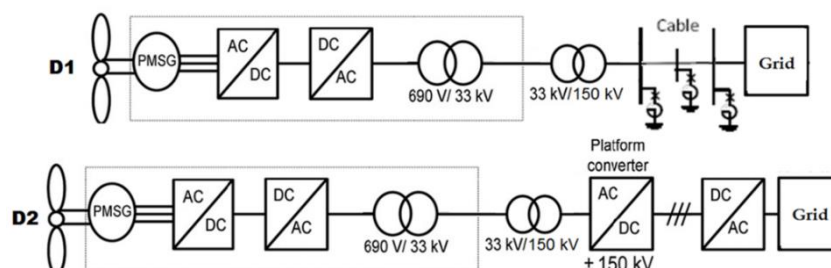


Figura 24 - Esquema de transmissão para turbinas eólicas com uma tensão nominal de saída de 33kV. D1) Transmissão em HVAC, D2) Transmissão em HVDC

Para obter os custos relativamente aos cabos de exportação, os dados utilizados e a metodologia desenvolvida, encontram-se em Anexo I. A partir desses dados, obteve-se a figura seguinte que relaciona o custo com a distância. O cabo de exportação tem em conta as perdas pela potência reativa e que a distâncias superiores a 70 km, é automaticamente selecionado o sistema HVDC, de forma a garantir os padrões de qualidade da Rede Nacional de Transporte portuguesa (Antunes et al., 2018).

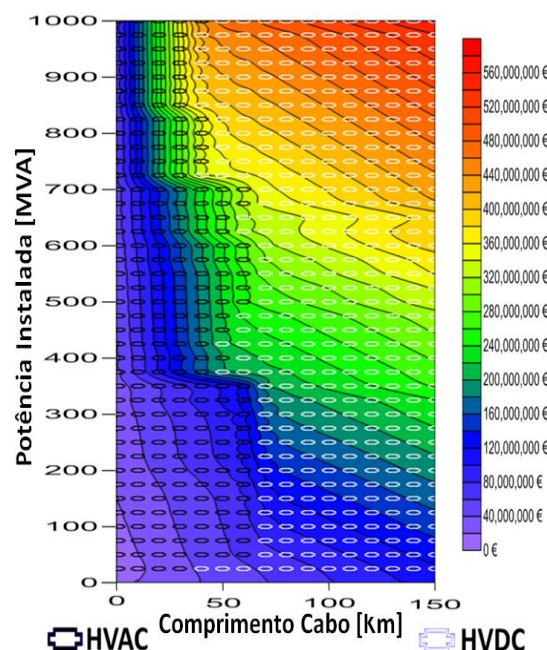


Figura 25 - Custos da rede de transporte *offshore* em função da distância (sem enterro/proteção) por potência a instalar, inclui custos de instalação

De acordo com (Kling et al., 2005) os custos de manutenção de uma infraestrutura *offshore* são estimados de uma forma igual para sistemas HVDC e HVAC, sendo que é atribuído um custo de manutenção de 6057,80 €<sub>2018</sub>/km/ano para os cabos de exportação e um custo anual de manutenção para as subestações de 0.4% do investimento total do elo de transmissão. Sendo assim, é possível assumir os custos de manutenção da infraestrutura elétrica através das seguintes equações:

Tabela 11 - Custos anuais de operação e manutenção dos cabos de exportação

Equipamento	Tipo de Ligação	Fórmula de Cálculo – [€2018/ano]
<b>Cabos de Exportação</b>	HVAC & HVDC	$= L_{cab\ exp} \times 6057,8$
<b>Elo de Transmissão</b>	HVAC	$= 0.4\% \sum Custos\ HVAC$
	HVDC	$= 0.4\% \sum Custos\ HVDC$

- $L_{cap\ exp}$  é o comprimento do cabo em km.
- Custos HVAC e custos HVDC são os custos de investimento na rede de transporte *offshore* em HVAC ou HVDC respetivamente.

### 3.7 Ferramenta espacial do cálculo económico e a sua atualização

Para realizar a análise económica das energias *offshore*, existia uma ferramenta já desenvolvida pelo LNEG: Avaliação Económica e Análise de Sensibilidade – Eólica e Fotovoltaica, que possibilitava ao utilizador estudar os indicadores económicos de uma central eólica *onshore*, *offshore* ou solar fotovoltaica, com as dimensões desejadas e com diferentes parâmetros económico-financeiros.

The screenshot shows the 'AEAS\_EoPv Input' window with several tabs: 'Tecnologia da Central Renovável', 'Projecto', 'Investimento', 'Financiamento', 'Outras Opções', and 'Análise de Sensibilidade'. The 'Projecto' tab is active, showing parameters like 'Mês e ano de início do Projecto' (Junho 2005), 'Seleção a turbina eólica instalada' (Vestas V80), 'Número de dispositivos por control' (12), 'Potencial Eólico Local (NEPS)' (2500 h), 'Número de Anos do Projecto' (20), 'Índice de utilidade' (Zona Montado), 'Taxas' (Taxa de Actualização do investimento Real (r) 5%, Taxa de Imposto (IPC) 28%, Taxa de Inflação a partir de 2013 2.95%, Degradação de Produção 0%), and 'Actualização de Preços' (Mês de Análise Junho, Ano correspondente ao Mês de Análise 2012). The 'Investimento' tab shows 'Utilizar Investimento de Capital Médio' checked, 'Investimento por kW de Turbina' (1.75 M€), 'Custos de Operação e Manutenção' (14.2 €/MWh), and 'Financiamento' (Porcentagem do investimento financiado 70%, Preço do Empréstimo 15 Anos, Taxa de Juro 5.4%). The 'Análise de Sensibilidade' tab shows 'Redução da Remuneração Bonificada a partir de 2013' with three scenarios: 1º Cenário (Por quanto deseja reduzir a Remuneração Bonificada? 5%), 2º Cenário (Por quanto deseja reduzir a Remuneração Bonificada? 7.5%), and 3º Cenário (Por quanto deseja reduzir a Remuneração Bonificada? 10%).

Figura 26 – Janela de *input* da ferramenta AEAS\_EoPv

A ferramenta retornava os valores de análise económica, análise de sensibilidade e os gráficos de evolução da energia mensal e da evolução da remuneração mensal a preços de 2013. Além disso, tinha a capacidade de produzir mapas (que posteriormente seriam lidos pelas ferramentas como ArcGis ou Surfer). A ferramenta armazenava as últimas quatro entradas e era possível compará-las em gráfico ou em tabelas.

Criou-se uma adaptação dessa mesma ferramenta, mas para os casos específico – *offshore*, ou seja, apenas a análise das energias eólica *offshore* e das ondas, focando-se maioritariamente no cálculo espacial, isto é análise não em gráficos e tabelas, mas sim em mapas.

De uma forma muito resumida a ferramenta utiliza os mapas NEPS que o utilizador fornecer, são introduzidos os parâmetros técnicos da turbina ou da tecnologia das ondas, juntamente com os dados económicos, obtendo-se um mapa de Energia, VAL, TIR, *Payback* e/ou LCOE.

A ferramenta utiliza como referência os mapas de recursos renováveis *offshore*, para calcular a energia anual média de dispositivos de energia renovável em cada célula do mapa de referência. Através dos

valores de energia e usando todos os dados de entrada mencionados acima, os resultados da avaliação económica (VAL, TIR e *Payback*) e tecnológica (LCOE) são calculados para cada célula do mapa de referência.

Os dados de NEPS são dados de tipo *grd*, isto é, apresentam mapas em forma de dados em grelha de 500x500m, além de indicarem algumas informações no início do ficheiro. As informações dentro das grelhas variam de acordo com a tecnologia, devido às restrições consideradas, tais como a profundidade, embora não alterando as suas dimensões. Estas restrições são feitas pelo ArcGis e este, em vez de eliminar a informação da grelha, mantém o seu tamanho colocando nas áreas que não interessam um valor muito elevado, passando este por “despercebido” pelo programa. O problema encontra-se no Matlab™(MathWorks, 2018) que lê esse número, realizando o cálculo nas zonas que não interessam, ocupando o espaço na memória. Optou-se então por converter esses ficheiros de *grd* para *surfer*, transformando os dados desnecessários em *NaN*, que já são ignorados pelo Matlab e convertendo-os no final no ficheiro *mat*. Estes passos permitem obter novamente os dados em grelha (neste caso em matriz) sem perder a ordem e a organização inicial.

O programa trata os dados em matriz, tornando o seu processamento mais simples, aplicando diretamente as fórmulas mencionadas na secção 3.1 Modelos de avaliação económica e 3.2 Modelo de avaliação tecnológica. Para voltar a obter os mapas a partir das matrizes, converteu-se para o ficheiro *surfer* e depois em *grd*, para ser possível a sua representação em mapas.

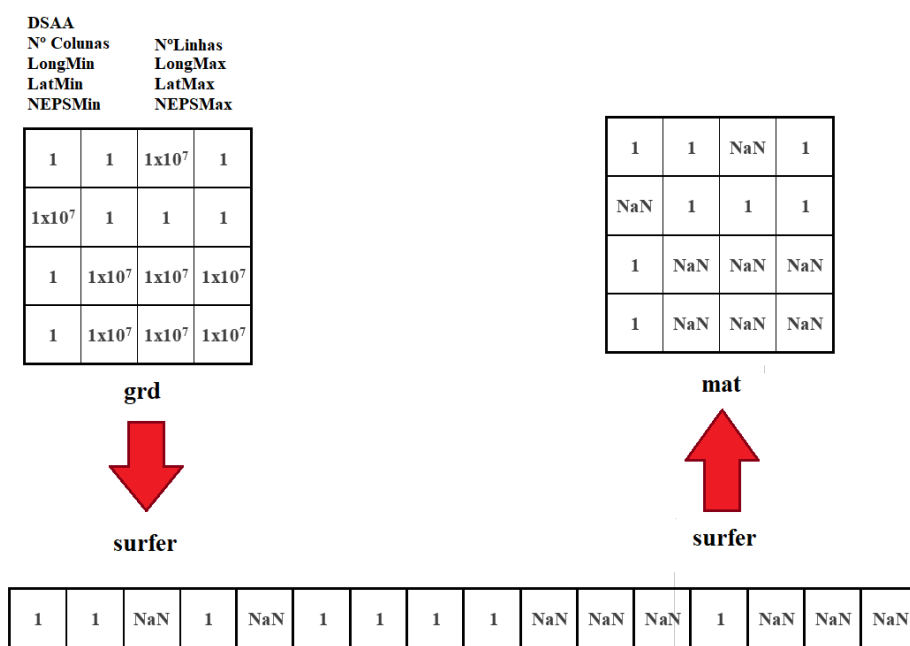


Figura 27 – Exemplificação de conversão de ficheiros de *grd* em *mat*, no MATLAB

Como foi referido em cima, a ferramenta teve de ser alterada, sendo as suas maiores atualizações os seguintes:

1. **Separação dos custos no investimento inicial, operação e manutenção e desmantelamento** – tornou-se possível separar os valores de investimento, O&M e de desmantelamento. Também se inseriram os valores em diferentes unidades de forma a diversificar o tipo de dados de entrada. É de notar, que para esta dissertação não foi considerado o custo de desmantelamento devido à metodologia de cálculo de LCOE, no entanto, não deixou de ser importante deixar esta opção para a futura utilização.

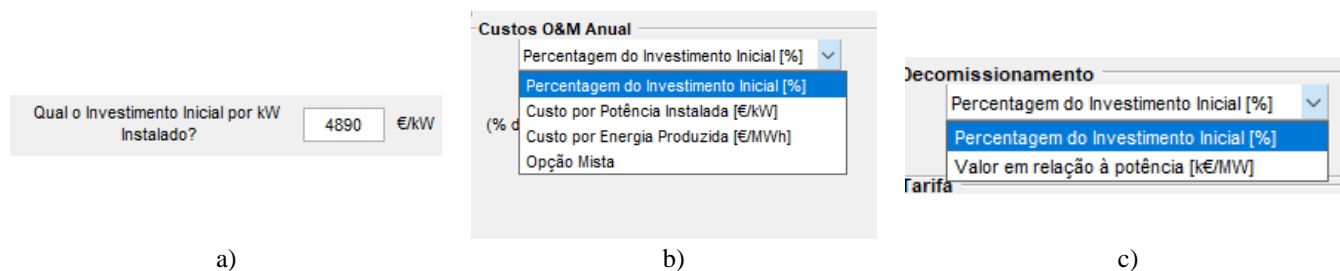


Figura 28 – a) Dados de entrada para o investimento inicial, com exemplo de um valor inserido; b) Seleção do tipo de custos de O&M; c) Seleção do tipo de custos para decomissionamento

2. **Custo de investimento inicial diferenciado para as energias eólicas offshore** – apesar de não ser totalmente utilizado o potencial deste ponto para as tecnologias eólicas *offshore*, criaram-se janelas auxiliares que permitem alterar qualquer ponto do investimento inicial de acordo com a bibliografia encontrada. É importante salientar que a janela baseou-se na diferenciação de CAPEX do (Myhr et al., 2014b).

Figura 29 – Janela da ferramenta referente ao investimento inicial detalhado das tecnologias eólicas *offshore*

Como é possível verificar na figura, o investimento pode ser separado em diferentes fases:

- a) **Concepção e Definição** – também pode ser separada em “Desenho do projeto” e “Seguro”, caso não se saiba o valor do seguro, pode simplesmente deixar zero;
- b) **Produção e Aquisição** – neste ponto, por uma questão de conveniência e porque existia o valor total do CAPEX sem as ligações à rede, criou-se um botão de “Dados Offshore”, com o propósito de simplificar o cálculo, visto que era repetitivo, contudo o objetivo é separar os valores das estruturas, sendo estas a torre, turbina mais a fundação;
- c) **Amarrações** – neste ponto quando o valor das amarrações é alterado, a instalação e comissionamento também são alterados;

<b>Amarrações</b> Valor total das amarrações com instal... <b>Valor total das amarrações com instalação</b> Valor total das amarrações Valores discriminados das amarrações	Valor total das amarrações com instal... Valor total das amarrações: (com instalação) 300000 €/MW	<b>Instalação e Comissionamento</b> Instalação de Plataformas e Turbinas: 0 €/turbina
	Valor total das amarrações Valor total das amarrações: (sem instalação) 300000 €/MW	<b>Instalação e Comissionamento</b> Instalação de Plataformas e Turbinas: 0 €/turbina Instalação do Sistema de Amarrações: 0 €/turbina
	Valores discriminados das amarrações Ancoragem: (por turbina) 300000 €/turbina Valor dos Cabos: 169000 €/turbina	

Figura 30 – As diferentes possibilidades do custo das amarrações e as alterações sofridas na secção da instalação e comissionamento

- d) Instalação e Comissionamento – quando são alteradas as opções das ligações à rede também aparecem novas opções de dados de entrada;

<b>Ligações à Rede</b> Valor total das Ligações à Rede com i... <b>Valor total das Ligações à Rede com instalação</b> Valor total das Ligações à Rede sem instalação Valores discriminados das Ligações à Rede	Valor total das Ligações à Rede com Instalação: 2.20529 €/km	
	Valor total das Ligações à Rede sem Instalação: 2.20529 €/km	<b>Instalação de Ligações à Rede</b> Valor total da Instalação: 0 €/km
	<b>Ligações à Rede</b> Valores discriminados das Ligações à ... Cabos para a Interconexão entre turbinas 2.20529 M€ Cabos de Exportação para a Costa: 236000 €/km Subestação: 0 M€	<b>Instalação de Ligações à Rede</b> Cabos para a Interconexão entre Turbinas: 0 M€ Cabos de Exportação para a Costa: 0 €/km Subestação: 0 M€

Figura 31 – As diferentes possibilidades no cálculo de ligações à rede, com as alterações sofridas na secção instalação de ligações à rede

- e) Custo de Embarcações – para tornar o cálculo ainda mais pormenorizado e aberto às diversas opções, chegou-se à conclusão de que as embarcações são um elemento muito interessante no estudo do CAPEX, nesse sentido, reservou-se um pequeno espaço relativamente a este dado. No entanto, não se considerou no âmbito deste trabalho.

No caso da tecnologia de ondas, a janela muda de seguinte modo:

Figura 32 - Janela de ferramenta referente ao investimento inicial detalhado das tecnologias de ondas

Existe o botão logo no início onde é possível aplicar o CAPEX Indicativo mencionado na secção 3.6 Parâmetros do investimento - Energia das ondas, quando é feita a sua seleção todos os valores do lado direito da Janela, passam a ter os dados em percentagem.

Novamente a janela é separada em:

- Concepção e definição – os valores encontram-se separados entre o “Desenho do projeto” e o “Seguro”;
- Produção, aquisição e instalação – capacidade de alterar de valores totais para valores diferenciados;

Figura 33 – Diferenciação do CAPEX entre a Produção, Aquisição e Instalação das tecnologias das ondas

- Ligações à rede – por fim, existe a opção de ligações à rede, no entanto para esta dissertação considerou-se apenas o cabo de exportação para a tecnologia das ondas;

	<div> <div>Valor total das Ligações à Rede com i...</div> <div> Valor total das Ligações à Rede com Instalação: 2.20529 €/km </div> </div>	
<div>Ligações à Rede</div> <div> <div>Valor total das Ligações à Rede com i...</div> <div> Valor total das Ligações à Rede com instalação Valor total das Ligações à Rede sem instalação Valores discriminados das Ligações à Rede </div> </div>	<div>Ligações à Rede</div> <div> <div>Valor total das Ligações à Rede sem i...</div> <div> Valor total das Ligações à Rede sem Instalação: 2.20529 €/km </div> </div>	<div>Instalação de Ligações à Rede</div> <div> <div>Valor total da Instalação:</div> <div>0 €/km</div> </div>
	<div> <div>Valores discriminados das Ligações à ...</div> <div> Cabos para a Interconexão entre conversores: 2.20529 M€ </div> <div> Cabos de Exportação para a Costa: 236000 €/km </div> <div> Subestação: 0 M€ </div> </div>	

Figura 34 – Alterações sofridas na secção Ligação à rede e as consequências na secção Instalação de Ligações à Rede

Todos os valores quando colocados nas devidas secções, são sempre convertidos para euros de forma a garantir que seja possível a sua soma.

#### Seleção dos portos:

Para poder tornar o cálculo de operação e manutenção sensível à distância, escolheram-se os portos onde se realizam as tarefas nas fases referidas. Já tinham sido propostos cinco principais portos e estaleiros com potencial vocação para as energias *offshore* renováveis pela (Resolução do Conselho de Ministros n.º174/2017, 2017), contudo chegou-se a conclusão, nesta dissertação, que o estaleiro de “Peniche” não estava em condições, visto que se encontra em estado abandonado. Escolheu-se o porto de “Douro e Leixões” para substituir “Peniche”. Assim, foram selecionados e georreferenciados 5 portos: “Douro e Leixões”, “Viana do Castelo”, “Aveiro”, “Setúbal” e “Sines”.

Neste momento, o porto de “Setúbal” é o único preparado para operar durante o processo de instalação da tecnologia *offshore*, visto que já mostrou o seu potencial durante a instalação do protótipo *Windfloat*. Contudo, esse porto apenas serviu para montar uma turbina de 2MW, e se o caso seria instalar turbinas de uma elevada potência, como por exemplo 8MW ou 10MW, teria de sofrer modificações. Os outros portos teriam de sofrer grandes alterações caso pretendessem servir de porto ou estaleiro para a tecnologia eólica *offshore*, mesmo de potências baixas.

Também é interessante reparar que a tecnologia *Hywind*, apenas seria economicamente viável ser instalada no porto de “Sines” visto que é o que tem a profundidade de 100 metros mais próxima da costa. Os 100 metros de profundidade são necessários devido à necessidade de realização do *up-ending* do flutuador.



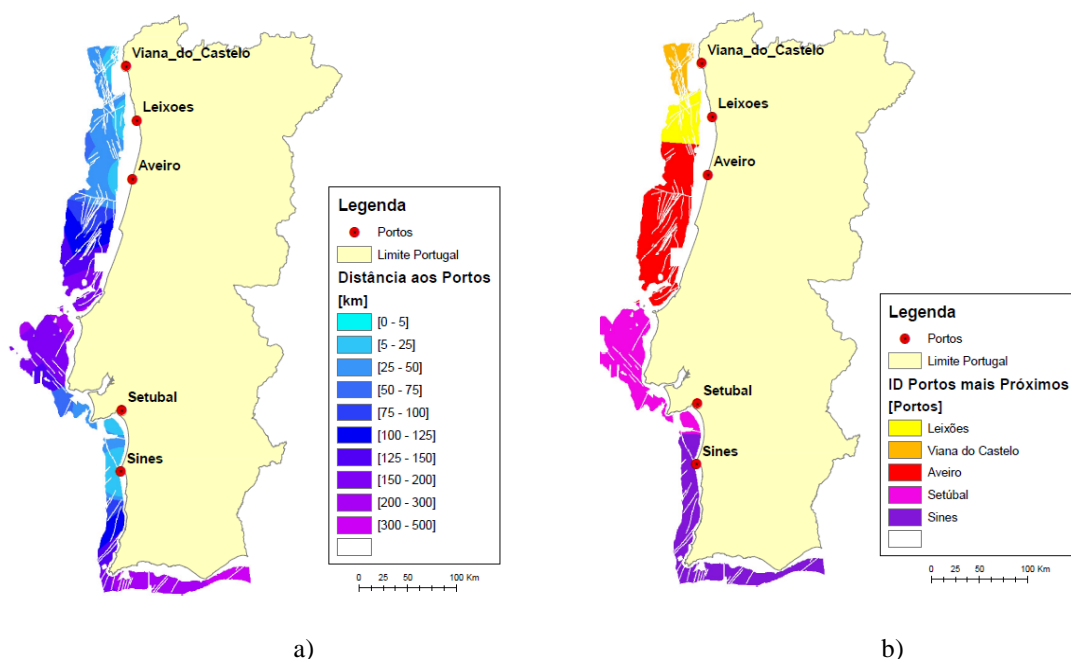


Figura 35 – a) distância otimizada para os 5 portos considerados; b) identificação das áreas mais próximas de cada porto

Como o tipo de cálculo utilizado para obtenção da distância é a distância euclidiana, existia a possibilidade de algumas distâncias serem mais curtas do que aconteceria na realidade, deste modo foram criados três corredores de navegação auxiliares que as embarcações podem percorrer de forma a contornar a terra. São 3 corredores para tecnologias diferentes, a que esteja mais perto da costa tem a profundidade de 30 metros apropriada para as tecnologias fixas, a do meio tem a profundidade de 50 metros para a tecnologia do tipo *Windfloat* e a mais afastada tem a profundidade de 100 metros. Estabeleceram-se duas condições para a análise da distância entre os portos e o local offshore: 1) porto fixo selecionado pelo utilizador, 2) otimização do deslocamento. No primeiro caso, quando o porto é fixo, apenas é calculada a distância entre o porto escolhido e o local *offshore*.



Figura 36 – Corredores auxiliares de navegação para os custos associados à O&M. Linha laranja – nearshore; linha amarela – profundidade 50 metros; linha vermelha – profundidade = 100 metros.



### 3. Sensibilidade à distância:

- Tendo o custo das embarcações por quilómetro e a distância entre o ponto da grelha ao porto, calculou-se o custo acrescentado por cada quilómetro da costa, no entanto esta opção está apenas disponível para as tecnologias *offshore*;
  - Colocou-se uma lista de custos associados às distâncias do cabo elétrico, tendo em consideração as distâncias entre o ponto da grelha e os correspondentes pontos de ligação à rede, a ferramenta utiliza os custos associados a essa distância, tornando-se assim possível diferenciar os custos dos cabos elétricos com a distância.
4. **Considera tarifa do mercado e/ou remuneração garantida** – a ferramenta antiga já tinha esta possibilidade, o que foi atualizado é aplicação

**Cálculo pontual** - numa perspetiva de calibrar os valores Input da ferramenta e ter uma noção rápida dos indicadores económicos, foi introduzida a opção de obter resultados pontuais. Ao selecionar “Obter Resultados Pontuais” a janela da figura ao lado torna-se visível. O utilizador poderá introduzir o valor do recurso energético pontual à sua escolha e carregar no botão “Calcular Valor Pontual”. Assim, a ferramenta utiliza todos os dados de input introduzidos pelo utilizador e faz os cálculos económicos, onde os resultados aparecem de forma imediata logo abaixo do botão “Calcular Valor Pontual”.

☒ Obter Resultados Pontuais

**Valores Pontuais**

NEPS: 3647 h

Distância ao porto: 106.67 km

Profundidade: 121.16 m

Cabos elétricos: 39.86 km

Distância ao porto O&M: 101 km

**Calcular Valor Pontual**

Energia Anual	175.056	GWh
TIR	-2.36292	%
VAL	0.50064	M€/MW
Payback	NaN	Anos
LCOE	186.36	€/MWh

a)

☒ Obter Resultados Pontuais

**Valores Pontuais**

NEPS: 3647 h

Distância ao porto: 106.67 km

Profundidade: 121.16 m

Cabos elétricos: 39.86 km

Distância ao porto O&M: 101 km

**Calcular Valor Pontual**

Energia Anual	175.056	GWh
TIR	0.0301927	%
VAL	0.45073	M€/MW
Payback	NaN	Anos
LCOE	186.36	€/MWh

b)

Figura 37 – a) Exemplificação dos *inputs* médios de *Hywind*, com uma remuneração de 100 €/MWh ao longo dos 20 anos de vida, sendo que os últimos 5 a tarifa é do mercado e os seus resultados pontuais; b) Exemplificação dos *inputs* médios de *Hywind*, com uma remuneração de 135 €/MWh ao longo dos 20 anos de vida, sendo que os últimos 5 a tarifa é do mercado e os seus resultados pontuais. O valor de *Payback* é sempre NaN quando o retorno é maior do que os anos do projeto.

### 3.8 Dados de input na ferramenta

Considerando-se o investimento e as Portarias estudadas, criaram-se as tabelas que se seguem (Tabela 12, Tabela 13 e Tabela 14). Sendo que as duas primeiras correspondem aos valores do investimento das tecnologias estudadas, enquanto a última refere-se aos modelos de remuneração das mesmas tecnologias.

Tabela 12– Os custos de investimento e de operação e manutenção das centrais eólicas *offshore* consideradas

	Fixa (€/kW)		Flutuante (€/kW)	
	Monopilar	<i>Jacket</i>	Windfloat	Hywind
<b>CAPEX (sem ligações elétricas)</b>	3 500	3 654	4 819	
<b>OPEX (Anual)</b>	0,04*distância + 92,746		0,03 *distância + 109,232	

Tabela 13 - Custos de investimento e de operação e manutenção das centrais de ondas consideradas

	B-OF (€/kW)	F-OWC (€/kW)	F-2HB (€/kW)
<b>CAPEX (sem ligações de exportação)</b>	5 120	3 640	20 040
<b>OPEX (Anual)</b>	526	371	2 060

Tabela 14 - Modelos de remuneração segundo a legislação atual das energias *offshore*

Tempo de Vida do Projeto	25 anos
<b>Remuneração da energia produzida cenário conservador (20 anos) <sup>3</sup></b>	80 €/MWh
<b>Tarifa de mercado (entrada no 21º ano) (OMIP, 2018)</b>	57,45 €/MW
<b>Empréstimo<sup>4</sup></b>	70% investimento; 15 anos; 2,4 % juro
<b>Imposto (IRC) (Deloitte, 2018)</b>	30%
<b>Taxa de Desconto(PORDATA e BP, 2018a)</b>	3,1 %

<sup>3</sup> Portaria n.º 202/2015 e Despacho n.º 12573/2015

<sup>4</sup> (PORDATA e BP, 2018b)

## 4. Resultados obtidos

### 4.1 Mapas de energia anual e do LCOE

A Figura 38 (que se encontra a seguir), representa então os NEPS obtidos das três turbinas seleccionadas, da metodologia utilizada no mapeamento do vento pelo LNEG.

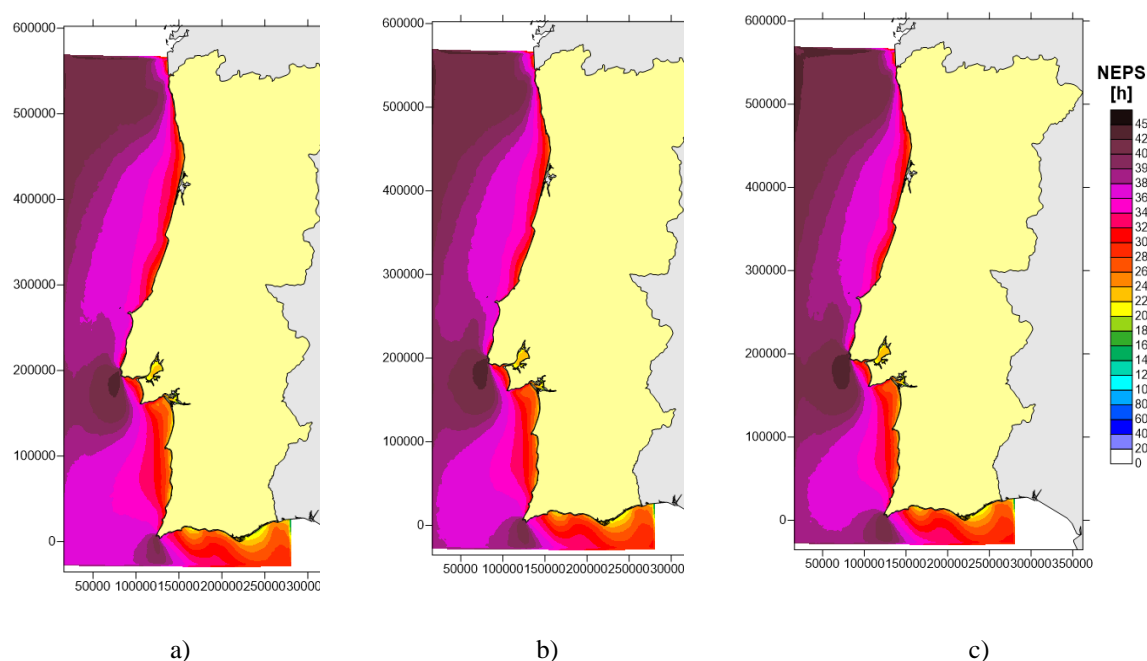
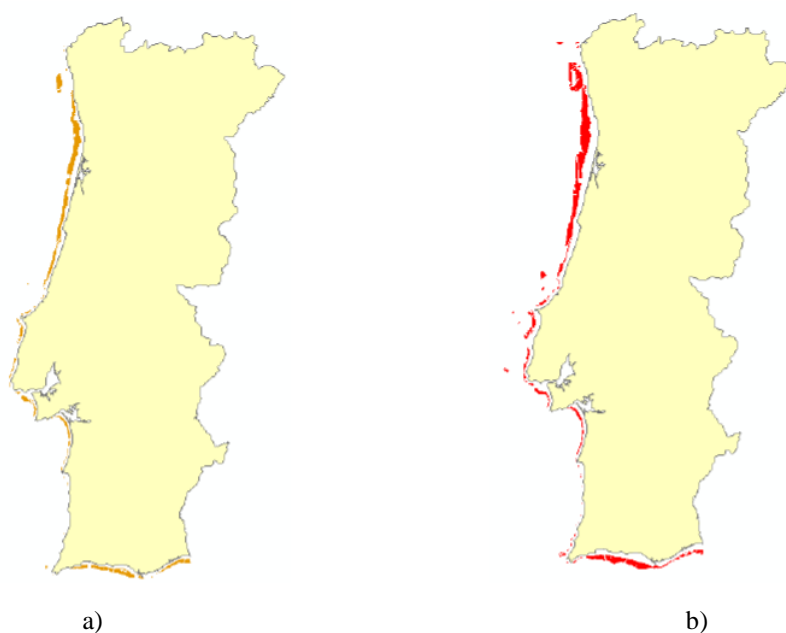


Figura 38 - Atlas de número de horas à Potência Nominal para as três turbinas diferentes: a) Senvion 6.2M126 – 6.15MW; b) SWT-6.0-154 – 6MW; c) MHI Vestas V164 – 8MW.

O mapa resultante das restrições físicas e tecnológicas das 4 tecnologias, sendo que a monopilar encontra-se numa profundidade entre 10 aos 30 metros, a *jacket* entre os 25 aos 50 metros, a *Windfloat* entre os 50 e os 200 metros e a *Hywind* entre os 100 e os 200 metros, foi possível obter os seguintes mapas.



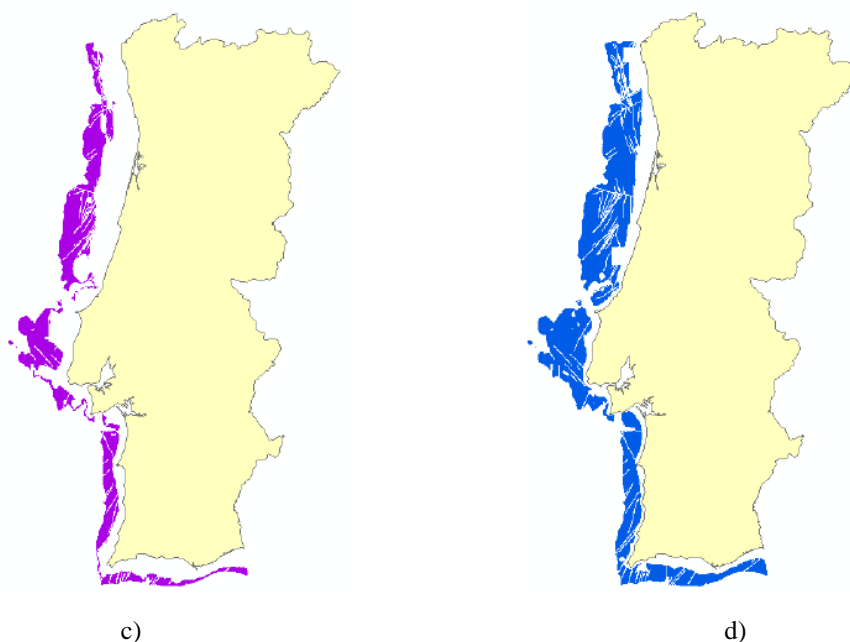
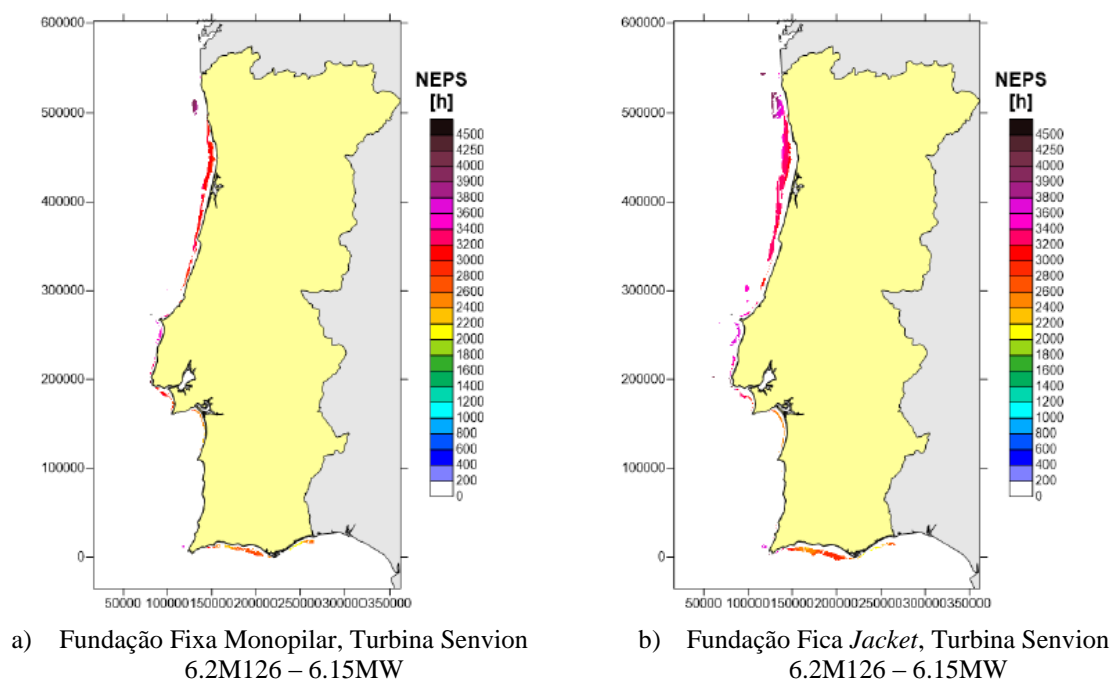


Figura 39 – Mapas de NEPS tendo em conta as restrições físicas e tecnológicas para as 4 tecnologias eólicas *offshore* consideradas; a) monopilar; b) *jacket*; c) Hywind; d) Windfloat. Fonte: (Garcia et al., 2018)

Sobrepondo então o mapa de NEPS com o mapa das restrições, resultam os próximos mapas da Figura 40.



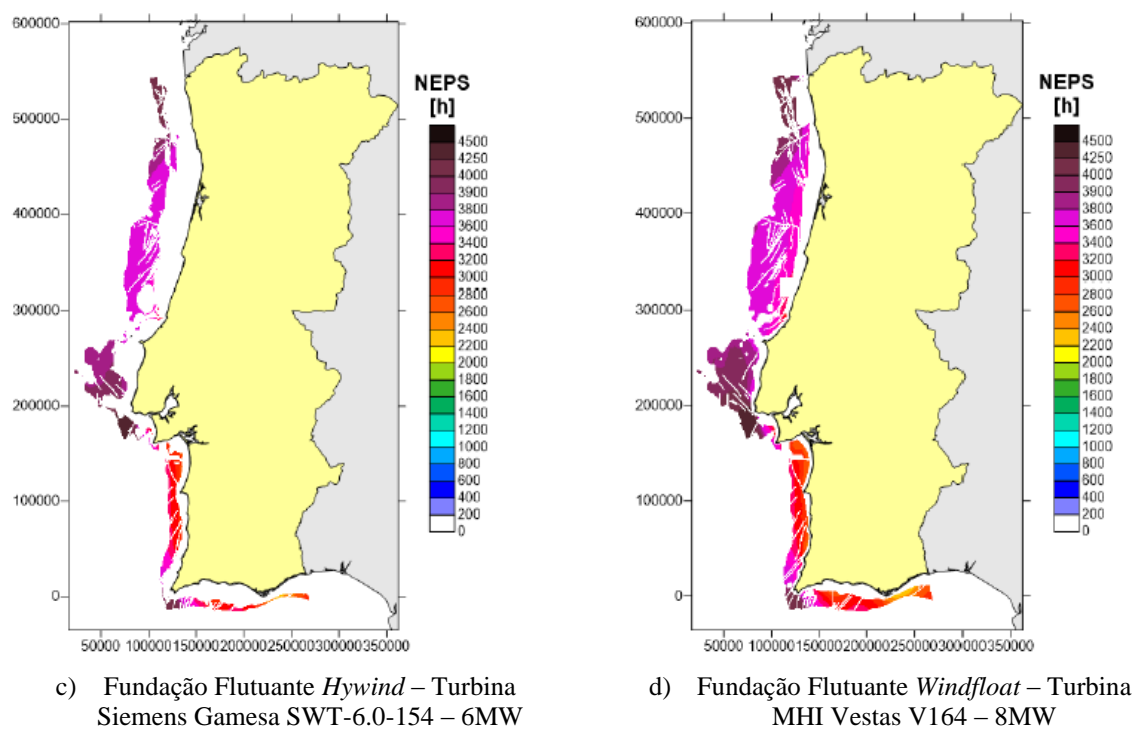


Figura 40 – Atlas NEPS das 4 tecnologias eólicas

Usando as restrições para tecnologia das ondas e aplicando as respetivas restrições tecnológicas, isto é a profundidade, sendo que para B-OF as profundidades são entre os 13 metros até 25 metros, no caso da tecnologia F-2HB a profundidade é entre os 65 aos 200 metros, e por fim, da tecnologia F-OWC é entre os 25 aos 200 metros.

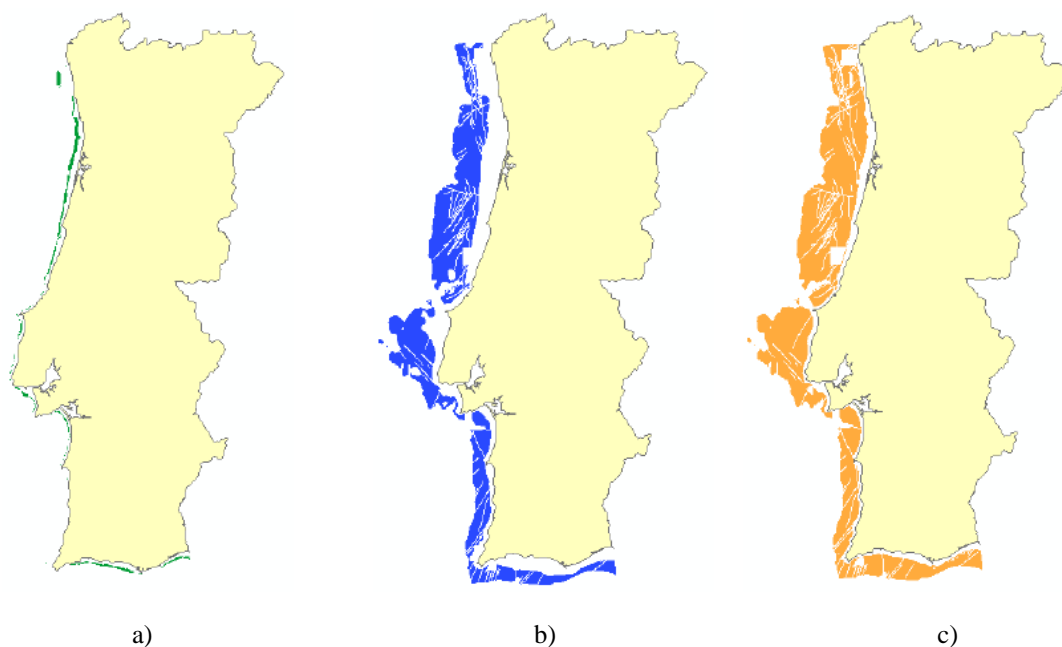


Figura 41 – Os mapas obtidos das restrições das tecnologias das ondas, a) Fundação fixa: B-OF; b) fundação flutuante F- 2HB; c) fundação flutuante F-OWC

Aplicando nesse mapa os valores energéticos, obtém-se os seguintes mapas de recurso das ondas.

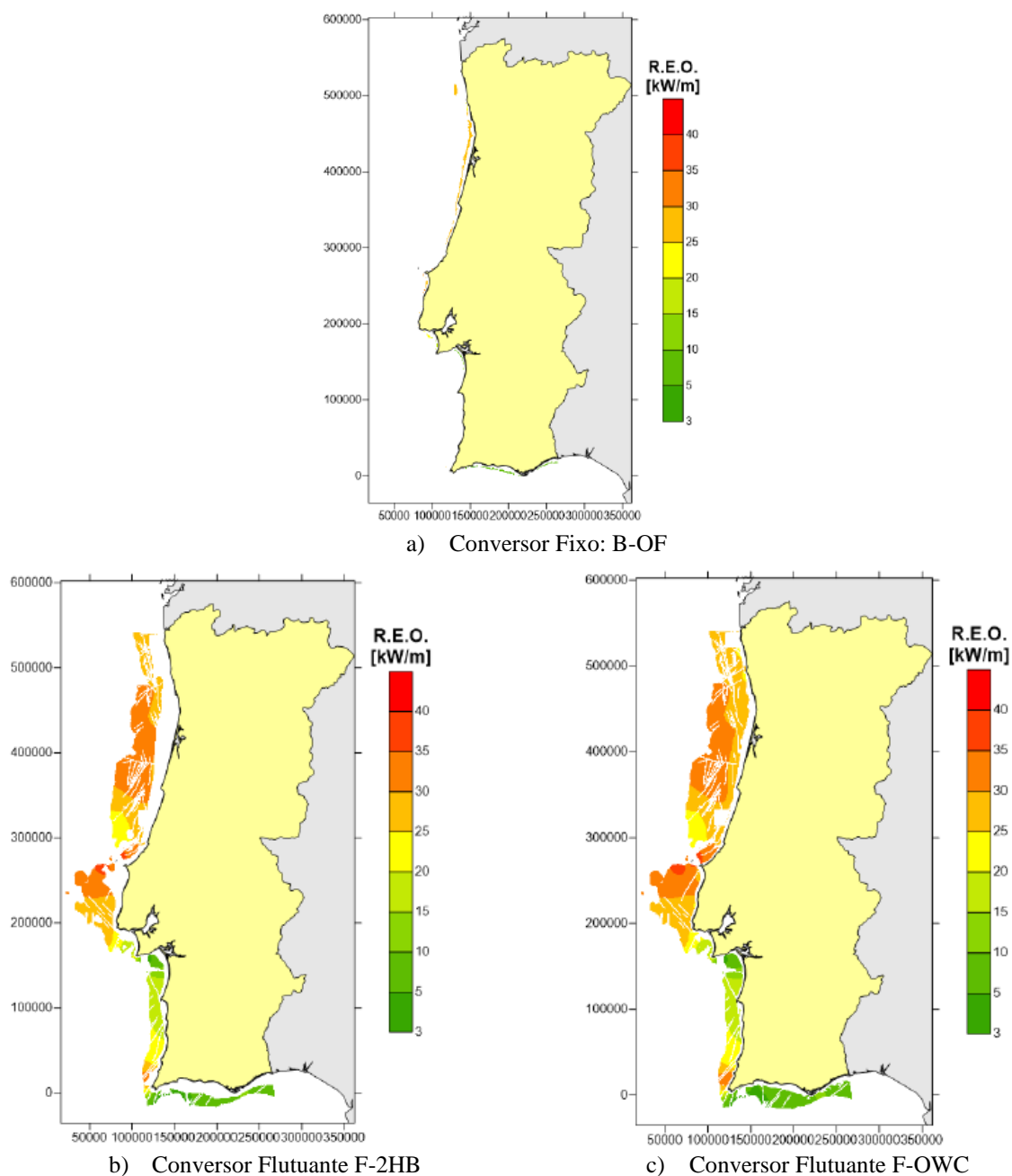
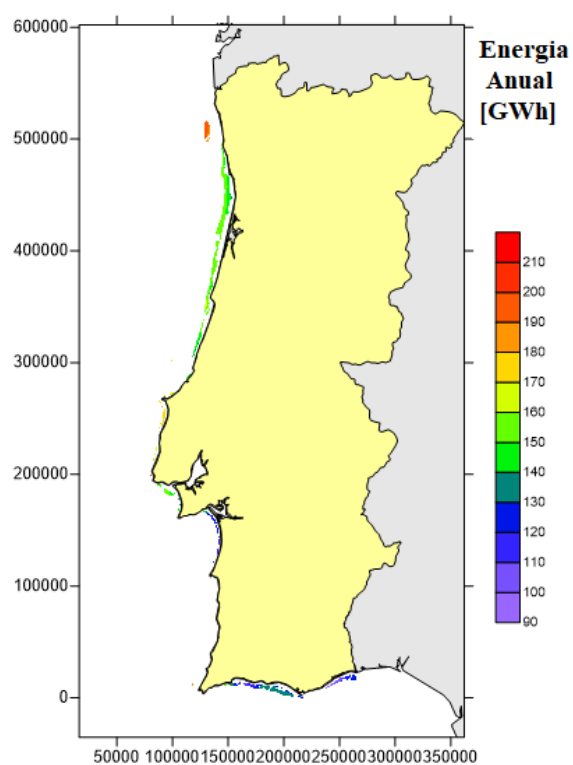


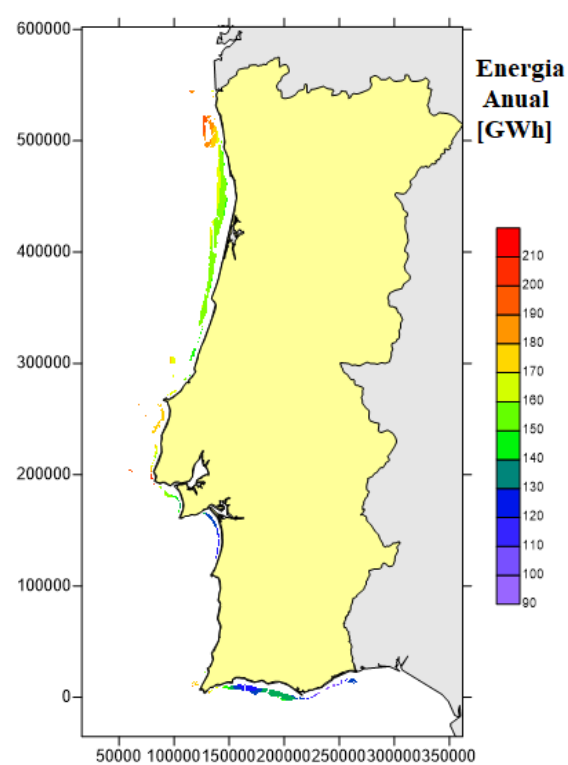
Figura 42 – Atlas do potencial energético dos conversores das ondas

Utilizando a ferramenta desenvolvida, ao introduzir os mapas de vento ou de ondas, foi possível obter os valores de energia anual (Figura 43 e Figura 44) e de LCOE (Figura 45 e Figura 45).

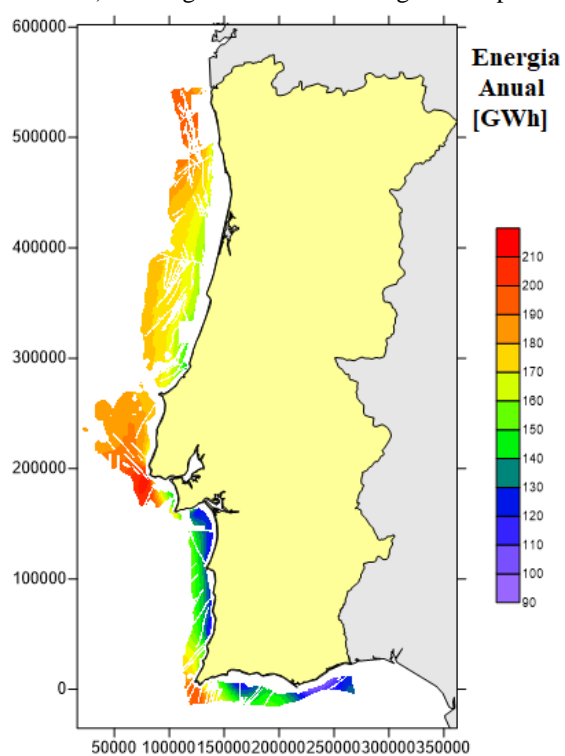
### Energia Anual:



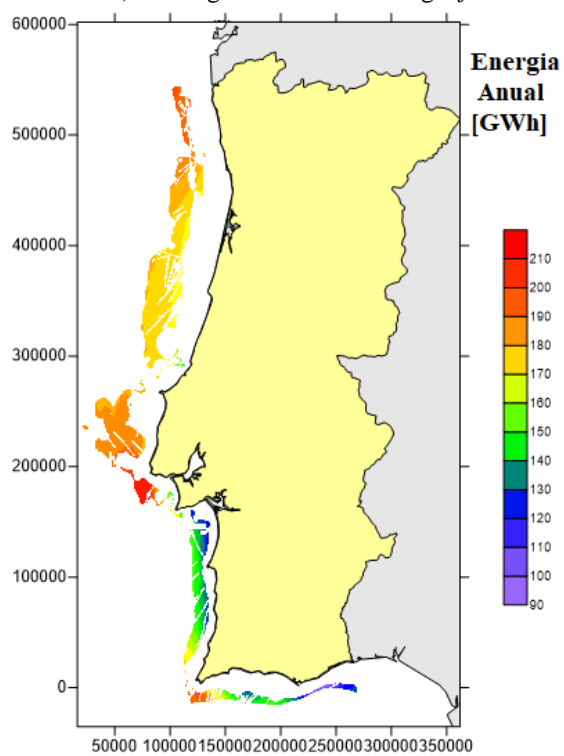
a) Energia anual da tecnologia monopilar



b) Energia anual da tecnologia *jacket*

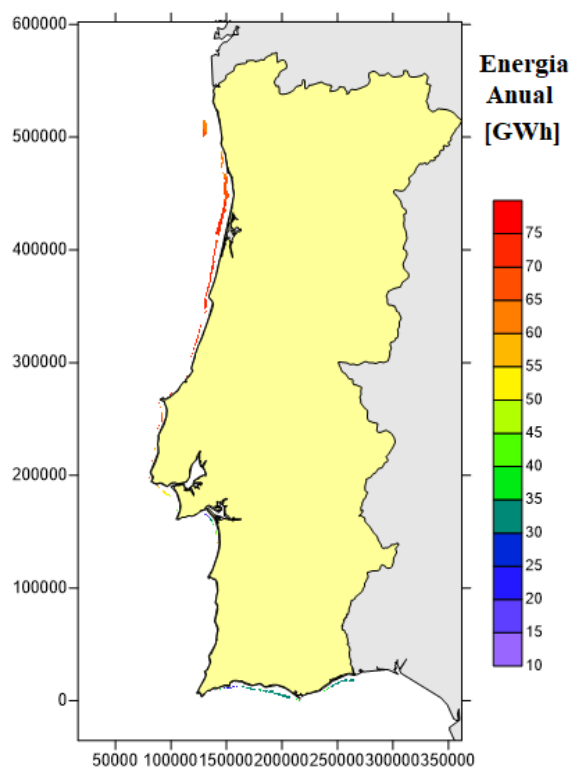


c) Energia anual da tecnologia do tipo *Windfloat*

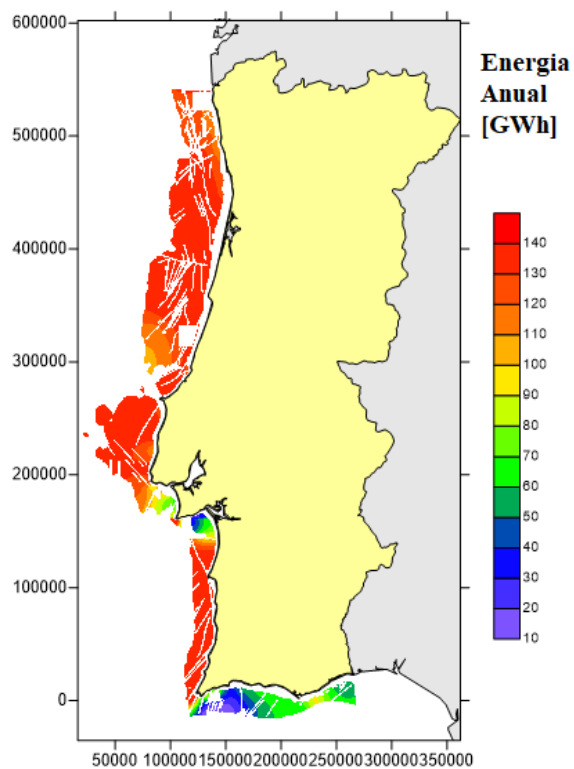


d) Energia anual da tecnologia do tipo *Hywind*

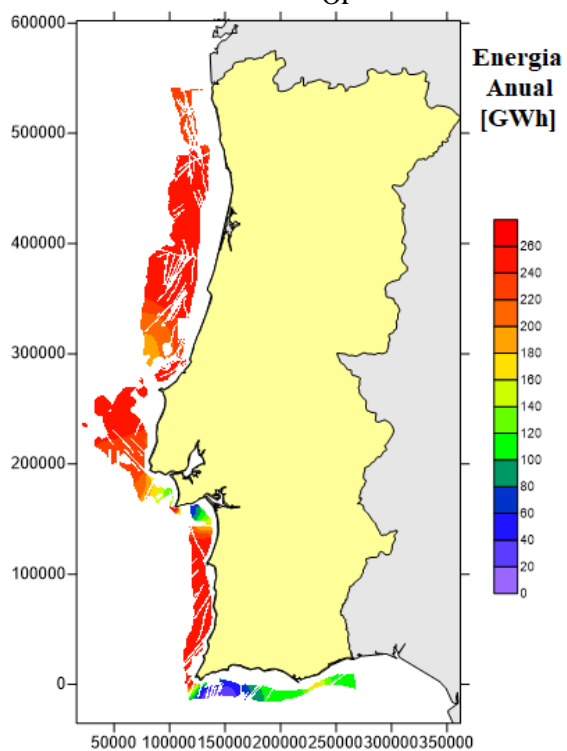
Figura 43 – Energia anual referente à diferente energia eólica offshore



a) Energia anual da tecnologia das ondas B-OF



b) Energia anual da tecnologia das ondas F-OWC

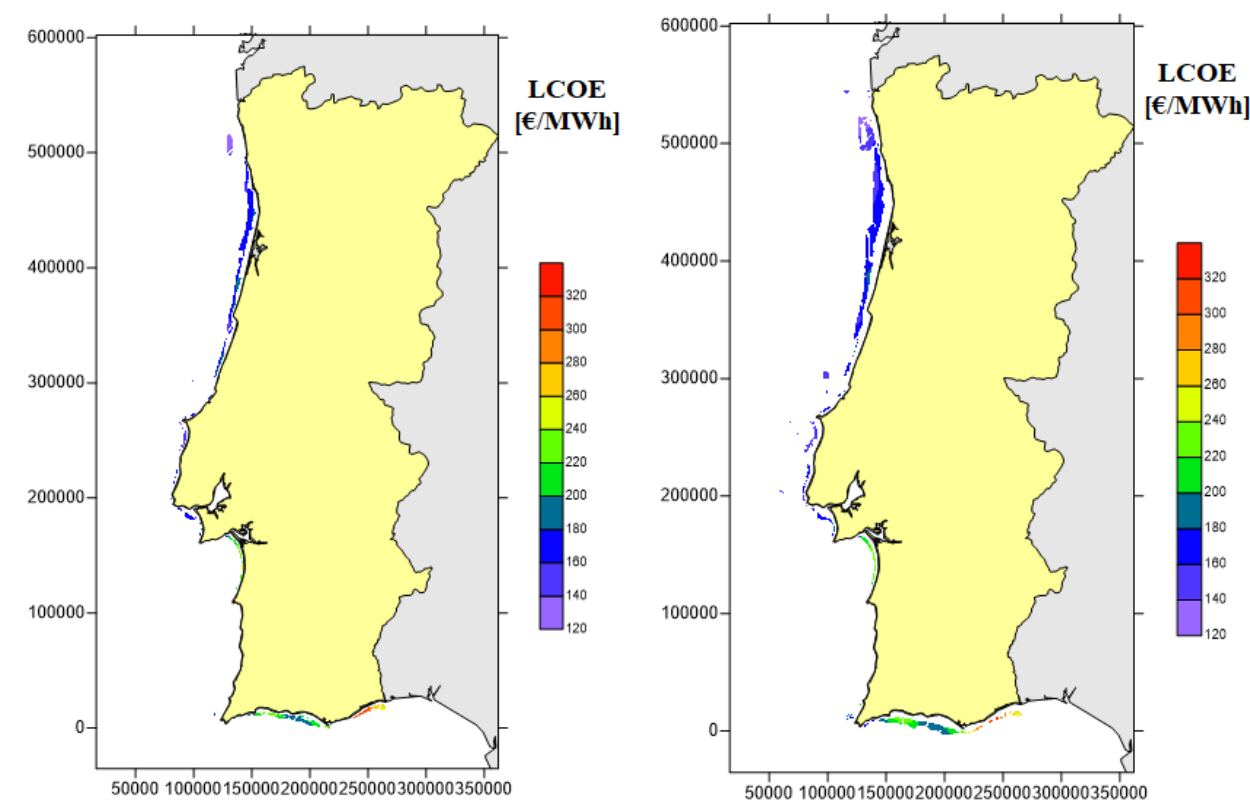


c) Energia anual da tecnologia das ondas F-2HB

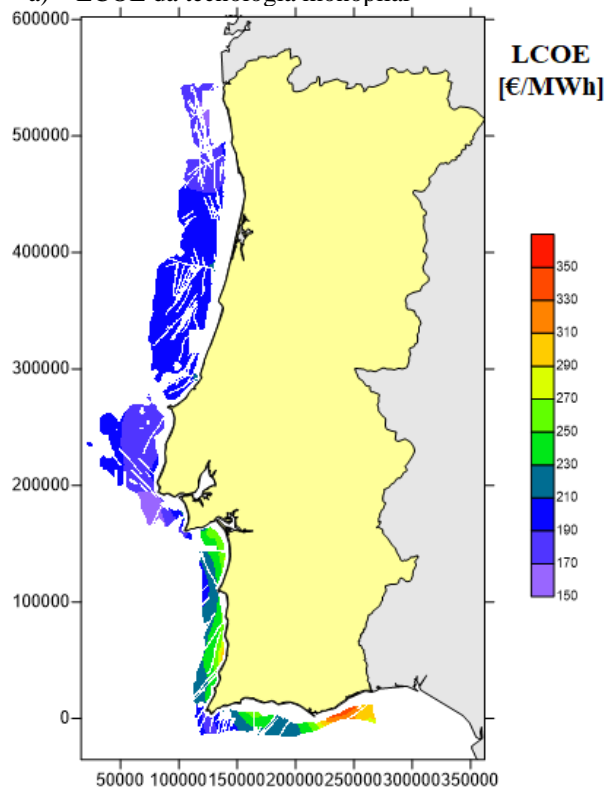
Figura 44 – Energia anual referente à tecnologia das ondas



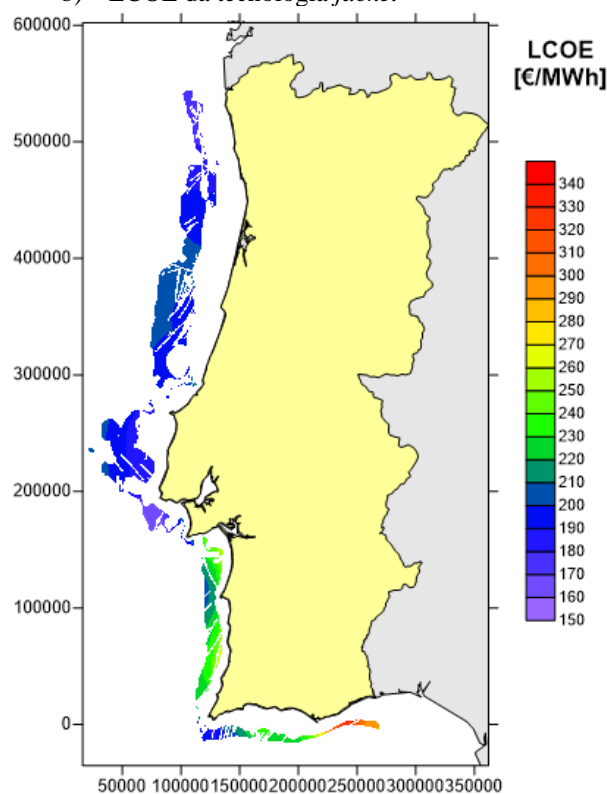
LCOE:



a) LCOE da tecnologia monopilar



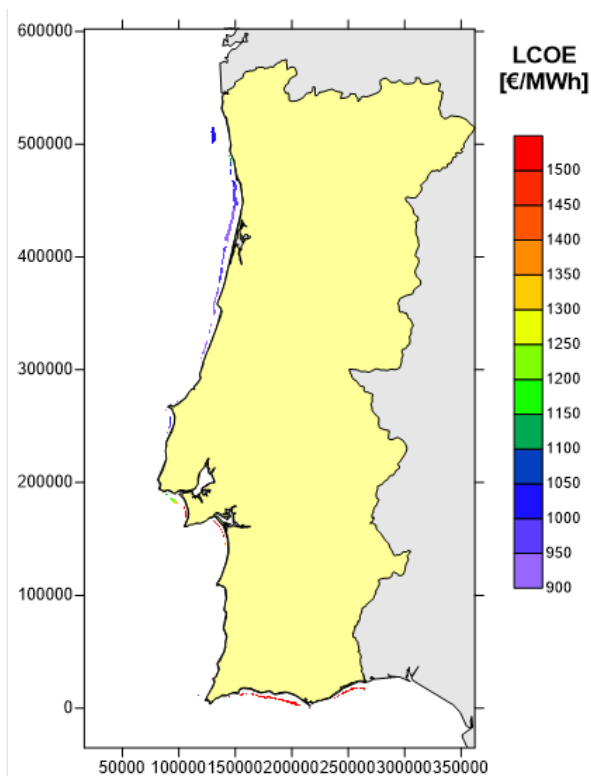
b) LCOE da tecnologia *jacket*



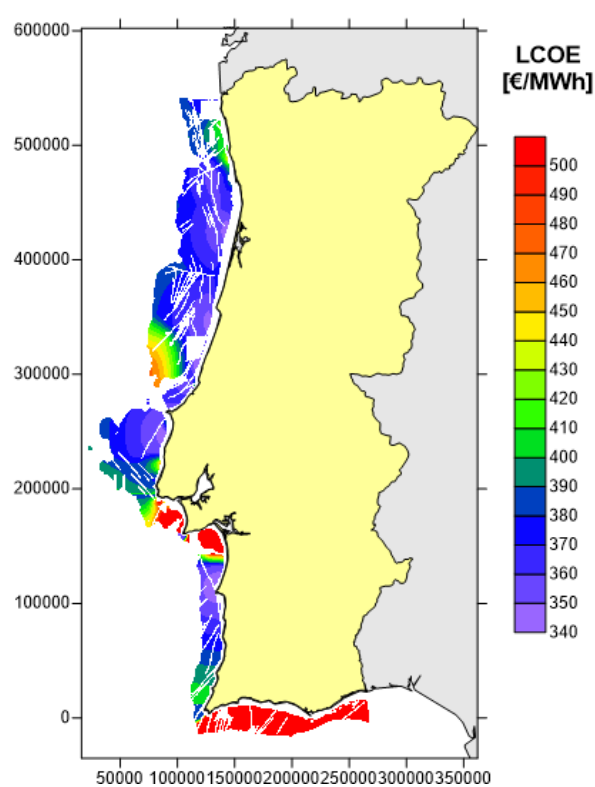
c) LCOE da tecnologia do tipo *Windfloat*

d) LCOE da tecnologia do tipo *Hywind*

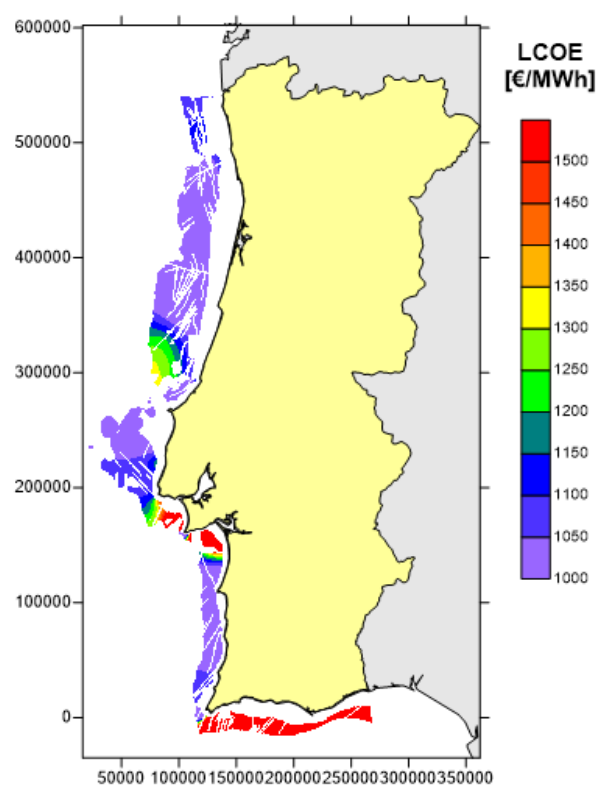
Figura 45 - LCOE das tecnologias eólicas *offshore*



a) LCOE da tecnologia das ondas B-OF



b) LCOE da tecnologia das ondas F-OWC



c) LCOE da tecnologia das ondas F-2HB

Figura 46 – LCOE das tecnologias das ondas estudadas

## 4.2 Comparação de TIR para diferentes cenários

Além dos mapas, também se fez uma média tanto da energia anual como do LCOE. Calculou-se uma estimativa da área ocupada pelos módulos de aproximadamente 50 MW e a potência possível a instalar nessa área.

Como este procedimento não foi realizado no ArcGIS, mas sim no MATLAB, é possível que a potência a instalar não corresponda totalmente a realidade, devido as aproximações que o programa fez. No entanto, o objetivo era estudar os efeitos da tarifa na área com TIR positivo. Os valores de potência são apenas representativos de forma a ter uma noção de que ordem é que são os resultados.

Tabela 15 – Resultados da área disponível, energia média anual e LCOE relativos à energia eólica *offshore*; a possível instalação tem em conta os módulos de 50MW

	<i>Monopilar</i>	<i>Jacket</i>	<i>Windfloat</i>	<i>Hywind</i>
<b>Energia média anual (GWh)</b>	157	158	173	175
<b>Área disponível para instalação (km<sup>2</sup>)</b>	1 328	2 279	15 060	8 663
<b>Área de um módulo aprx. 50MW<sup>5</sup> (km<sup>2</sup>)</b>	50,4	50,4	65,6	61,6
<b>Possível potência a instalar (MW)</b>	1 279,2	2 214	10 992	6 720
<b>LCOE médio (€/MWh)</b>	173	178	204	204

Tabela 16 - Resultados da área disponível, energia média anual e LCOE relativos à energia das ondas; a possível instalação tem em conta os módulos de 50 MW

	<i>B-OF</i>	<i>F-OWC</i>	<i>F-2HB</i>
<b>Energia média anual (GWh)</b>	58	119	217
<b>Área disponível para instalação (km<sup>2</sup>)</b>	796	17 467	13 013
<b>Área de um módulo aprx. 50 MW<sup>6</sup> (km<sup>2</sup>)</b>	23,6	99,9	27,2
<b>Possível potência a instalar (MW)</b>	1 628,6	8 686,1	23 861,8
<b>LCOE médio (€/MWh)</b>	1 231	495	1 407

De acordo com a legislação mencionada nesta dissertação, a tarifa mínima que uma central *offshore* recebe é de 80 €/MWh, no entanto, estes tipos de projetos são inovadores e referem-se à produção de energia “limpa”, o que leva a crer que é possível obter uma tarifa de 100 €/MWh, que corresponde ao valor adicionado pela Fundação de Carbono. Além disso, existia a possibilidade do aumento da tarifa até o valor proposto pelo produtor e ainda mais, de receber a tarifa por mais 3 anos do que era previsto, ou seja, em vez dos 20 anos, a remuneração pode ser feita no período de 23 anos (Portaria n.º 202/2015, 2017).

Como a ferramenta tem a possibilidade de fazer o cálculo pontual, alterando o valor da tarifa encontrou-se a remuneração que tivesse um TIR próximo de zero. É importante perceber que a procura foi feita para um ponto médio de NEPS e que foi um procedimento de aproximação, onde se efetuaram vários testes, assumindo-se que a remuneração iria satisfazer pelo menos 50% dos valores do mapa, visto que se estava à procura da tarifa para um ponto médio.

<sup>5</sup> Considerou-se que para monopilar e *jacket* a turbina de 6.15 MW, deste modo a potência nominal de um módulo é de 49,2MW; para o caso da tecnologia do tipo *Windfloat* o módulo tem 48 MW, visto que são 6 turbinas de 8MW; no caso de *Hywind* são 8 turbinas de 6MW, dando novamente o valor de 48 MW.

<sup>6</sup> Considerou-se um espaçamento igual para todos os aparelhos da tecnologia das ondas que corresponde a 400 metros; tendo em conta que a potência de B-OF de 676 kW, F-OWC de 520 kW e F-2HB de 624 kW; o que pode corresponder a uma potência de 49,35MW (73 módulos), 49,92MW (96 conversores) e 49,92MW (80 conversores).

Deste modo, criaram-se os seguintes cenários para a energia eólica offshore:

- ❖ C1 – remuneração 80 €/MWh durante 20 anos;
- ❖ C2 – remuneração de 100 €/MWh durante 20 anos;
- ❖ C3 – remuneração de uma tarifa que satisfaça pelo menos 50% dos resultados, durante 20 anos;
- ❖ C4 – remuneração de 80 €/MWh durante 23 anos;
- ❖ C5 – remuneração de 100 €/MWh durante 23 anos;
- ❖ C6 – tarifa escolhida em C3, durante 23 anos.

Tabela 17 – Tarifas encontradas pelo cálculo pontual para as tecnologias consideradas

<b>Tecnologia</b>	<b>Monopilar</b>	<b>Jacket</b>	<b>Windfloat</b>	<b>Hywind</b>
<b>Tarifa (€/MWh)</b>	118	113	134	135

Portanto, como referido anteriormente, das simulações resultaram os seguintes valores de área (com TIR acima ou igual a zero).

Tabela 18 – Área correspondente ao TIR maior ou igual a zero, das diferentes tecnologias da eólica *offshore*, valores em km<sup>2</sup>

<b>Tecnologia</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>	<b>C4</b>	<b>C5</b>	<b>C6</b>	<b>Área total</b>
<b>Monopilar</b>	1	159	834	49	494	1 020	<b>1 329</b>
<b>Jacket</b>	3	436	1 457	65	1 229	1 707	<b>2 269</b>
<b>Windfloat</b>	0	19	10 274	0	486	12 178	<b>15 060</b>
<b>Hywind</b>	0	0	5 842	0	290	7 268	<b>8 663</b>

Por uma questão de facilitar a interpretação, calcularam-se as percentagens correspondentes a área com TIR positivo (incluindo o zero) de todas as simulações resultantes da Tabela 18.

Tabela 19 – Percentagem da área correspondente ao TIR maior ou igual que zero, das diferentes tecnologias eólicas *offshore*, valores em %

<b>Tecnologia</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>	<b>C4</b>	<b>C5</b>	<b>C6</b>
<b>Monopilar</b>	0	12	63	4	37	77
<b>Jacket</b>	0	19	64	3	54	75
<b>Windfloat</b>	0	0	68	0	3	81
<b>Hywind</b>	0	0	67	0	3	84

Tendo a área e sabendo qual é a área ocupada por cada MW instalado, calculou-se a potência total a instalar na área com TIR positivo.

Tabela 20 – Possível potência a instalar na área resultante da Tabela 18, tendo em conta módulos de 50 MW em km<sup>2</sup>, valores em MW

<b>Tecnologia</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>	<b>C4</b>	<b>C5</b>	<b>C6</b>	<b>Potência total possível</b>
<b>Monopilar</b>	0	147,6	787,2	0	442,8	984	<b>1 279,2</b>
<b>Jacket</b>	0	393,6	1 377,6	0	1 180,8	1 623,6	<b>2 214</b>
<b>Windfloat</b>	0	0	7 488	0	336	8 880	<b>10 992</b>
<b>Hywind</b>	0	0	4 512	0	192	5 616	<b>6 720</b>

Depois de se verificar os valores de LCOE da energia das ondas, percebeu-se este era muito superior a da energia eólica *offshore* optando por fixar valores de 400€/MWh para as tecnologias mais dispendiosas (B-OF e F-2HB) e 300€/MWh a tecnologia F-OWC. Não houve um critério muito específico na escolha

das tarifas, apenas se considerou um valor muito superior às tarifas das eólicas, para verificar se mesmo com uma tarifa remunerada tão alta seria possível obter algum TIR positivo.

Seguindo o mesmo critério que da energia eólica, definiram-se dois cenários:

- ❖ C1 – tarifa selecionada (300€/MWh ou 400€/MWh), durante 20 anos;
- ❖ C2 – tarifa escolhida em C1, durante 23 anos.

Os resultados obtidos das áreas, percentagem das áreas e a potência a instalar, encontram-se em baixo nas Tabelas 21, 22 e 23.

Tabela 21 – Área correspondente ao TIR maior ou igual que zero, das diferentes tecnologias das ondas, valores em km<sup>2</sup>

Tecnologia	C1	C2	Área total
<b>B-OF</b>	0	0	<b>796</b>
<b>F-OWC</b>	5 225	14 071	<b>17 467</b>
<b>F-2HB</b>	0	0	<b>13 013</b>

Tabela 22 – Percentagem da área correspondente ao TIR maior ou igual que zero, das diferentes tecnologias das ondas, valores em %

Tecnologia	C1	C2
<b>B-OF</b>	0	0
<b>F-OWC</b>	30	80
<b>F-2HB</b>	0	0

Tabela 23 – Possível potência a instalar na área resultante da Tabela 18, tendo em conta módulos de 50 MW em km<sup>2</sup>

Tecnologia	C1	C2	Área total
<b>B-OF</b>	0	0	<b>1 629</b>
<b>F-OWC</b>	2 596	6 989	<b>8 687</b>
<b>F-2HB</b>	0	0	<b>23 862</b>

Os mapas de TIR resultantes das simulações encontram-se em anexo.

### 4.3 Hierarquização das tecnologias

O objetivo desta secção é comparar as tecnologias entre si. Isto é, qual das tecnologias consideradas apresenta melhores valores de LCOE para os diferentes locais no mapa. Como já se tinha reparado que o valor de eólica *offshore* apresentava melhores resultados de LCOE do que ondas, a sua comparação iria resultar apenas em mapa de eólica *offshore*, quando estas fossem comparadas com a energia das ondas. Deste modo, prosseguiu-se à comparação entre as duas tecnologias de forma separada, isto é, compararam-se entre si as tecnologias da eólica *offshore*, e depois as tecnologias de ondas, resultando assim dois mapas, que se encontram na próxima figura.

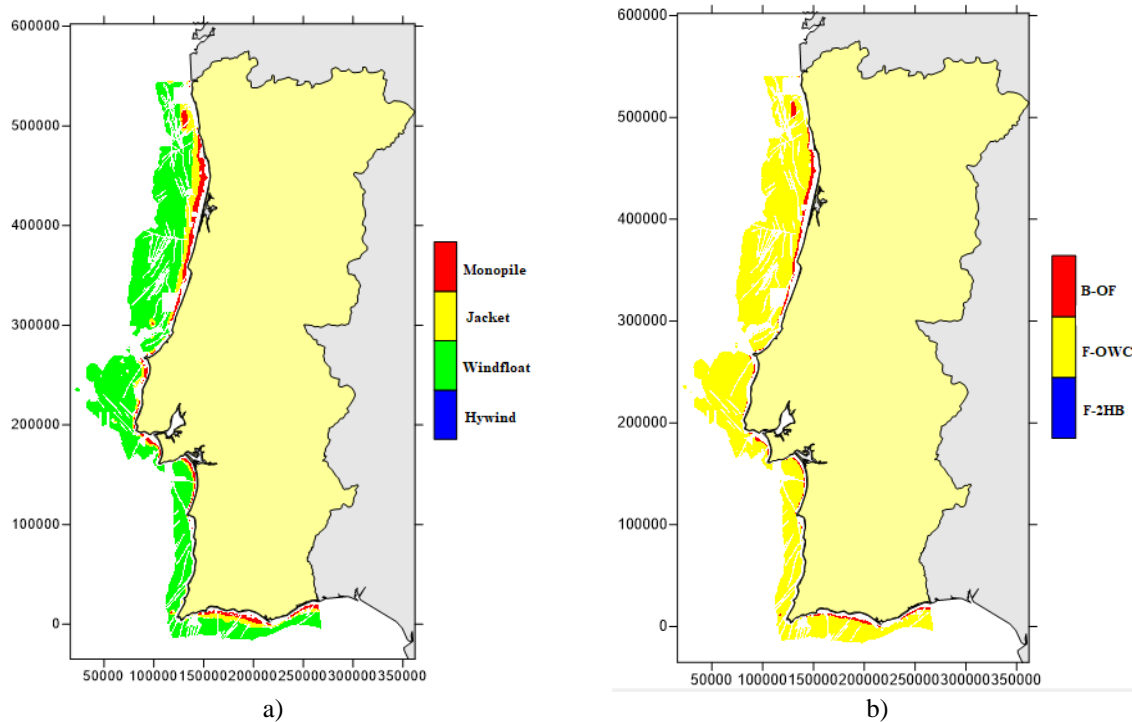


Figura 47 – a) Hierarquização da tecnologia eólica *offshore*; b) Hierarquização da tecnologia das ondas

Portanto, de uma forma resumida, é possível fazer o seguir figura, sendo que no topo encontram-se as tecnologias mais baratas e no final as mais caras.

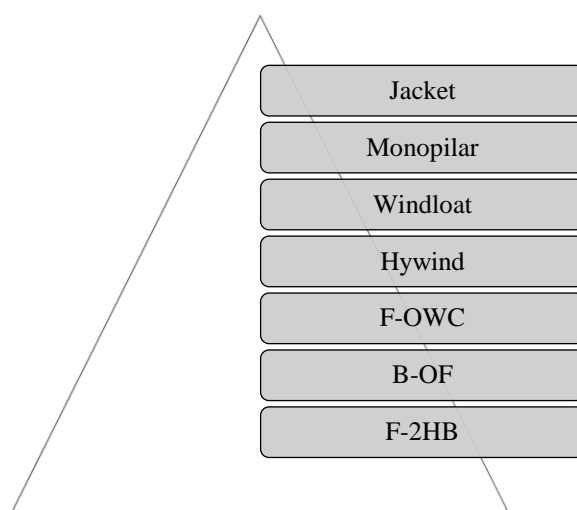


Figura 48 – Hierarquização esquemática das tecnologias em estudo

## 5. Discussão de resultados

Nas Figuras 43 e 44, correspondentes à energia anual das 7 tecnologias, é evidente que os melhores resultados estão na zona mais a norte do país para qualquer uma das tecnologias. Isso deve-se ao facto de ter os portos mais próximos do local de instalação e NEPS ser maior (no caso das eólicas) e o potencial energético ser maior (no caso da energia das ondas). Os piores resultados, encontram-se a Sul, pois existe um aumento significativo da distância para o porto, além de ser uma zona com NEPS e potencial energético mais baixos.

A energia produzida em média pelas turbinas fixas é mais baixa do que das turbinas flutuantes, pois, encontram-se numa zona com NEPS mais baixos (zona mais próxima da costa). A energia produzida pela energia das ondas é muito diferente, a tecnologia que tem um pior desempenho é a B-OF, enquanto a F-2HB apresenta valores melhores do que a energia eólica. E a tecnologia F-OWC acaba por ter valores comparáveis com a tecnologia eólica estudada (ver Tabela 15 e Tabela 16).

O *Levelized cost of Energy* (LCOE) tem sido um bom indicador de desenvolvimento e maturidade de tecnologias ao longo dos últimos anos, visto que com apenas este valor é possível comprar tecnologias distintas. Sendo o LCOE o valor correspondente do custo de produção de energia, é evidente que à medida que a tecnologia emadurece, o LCOE vai ficando cada vez mais pequeno, pois cria-se uma melhor cadeia de valor e estabelecem-se desenvolvimentos tecnológicos que baixam os custos no investimento. Outra razão para esta discrepância dos valores entre as tecnologias de ondas e eólica deve-se ao facto da tecnologia das ondas terem um investimento mais elevado tal como a sua O&M, que acaba por ser necessário haver mais tempo de recuperar o investimento, sendo difícil de o fazer ao fim dos 25 anos do projeto. É de notar que a metodologia de cálculo de LCOE utilizada neste trabalho que foi de AIE (IEA e NEA, 2015), não considera o decomissionamento da central, o que podia também alterar os valores obtidos.

É possível verificar que os valores de LCOE das tecnologias das ondas são maiores do que da tecnologia eólica *offshore*. Isso significa que o custo associado a energia das ondas continua muito superior à energia eólica *offshore*. Apesar desta diferença enorme, a energia eólica *offshore* ainda é considerada uma tecnologia não totalmente amadurecida, daí a necessidade da tarifa bonificada, isto é, uma tarifa fixa de remuneração garantida ao longo de algum período de vida do projeto.

De acordo com a legislação em vigor, verificou-se que existia a possibilidade deste tipo de tecnologias receberem o mínimo de 80 € por MWh produzido ao longo dos 20 anos, entrando na tarifa de mercado no ano 21 até o ano 25. Observando a Portanto, como referido anteriormente, das simulações resultaram os seguintes valores de área (com TIR acima ou igual a zero).

Tabela 18, Por uma questão de facilitar a interpretação, calcularam-se as percentagens correspondentes à área com TIR positivo (incluindo o zero) de todas as simulações resultantes da Tabela 18.

, é possível perceber que nenhuma das tecnologias consegue recuperar o investimento com a primeira tarifa proposta. Neste sentido, seguiu-se uma segunda simulação, onde se considerava uma tarifa de 100 € por MWh produzido, e verificou-se que para as tecnologias monopilar e *jacket* já existe cerca de 12% e 19%, da área com um TIR superior ou igual a zero, respetivamente.

Com uma área pequena já seria possível uma instalação de cerca 147,6 MW de potência no caso de monopilar e 393,6 MW de *jacket*, que são valores muito bons para uma primeira fase de exploração desta tecnologia na costa portuguesa. Se o período de remuneração passar para os 23 anos a pedido do produtor, é possível aumentar a potência para 442,8MW e 1 180,8W para monopilar e *jacket*, correspondente. Estas potências já são três vezes maiores e pode existir alguma dificuldade com ligação

à rede. No entanto, é um processo demorado e é bom perceber que com apenas 100€/MWh, já é possível verificar resultados muito positivos.

TIR é um bom indicador neste caso, pois não se trata de uma comparação económica, mas sim tecnológica. Isto é, tendo em conta as condições parecidas das tecnologias a primeira a recuperar o investimento é a tecnologia *Jacket*, seguindo-se pela tecnologia *Monopile*.

No caso das tecnologias eólicas flutuantes, o cenário apenas é positivo quando a tarifa é de 100€/MWh no período de 23 anos. Estes resultados são excelentes, visto que o projeto Windfloat atualmente tem uma remuneração de 168€/MWh (EDP Inovação, 2019). É possível perceber que esta tecnologia podia ser explorada apenas com 100€/MWh. A potência aproximada possível a instalar na área calculada seria de 336 MW para a *Windfloat* e 192 MW para *Hywind*. Caso não se pretender instalar a tecnologia fixa, poderia se optar pela *Windfloat* visto que é a tecnologia que depois da *Monopile* é aquela que recupera investimento mais rápido.

A tarifa que possa satisfazer mais de 50% da área, acabou por ser um processo adicional que permite analisar o facto de não ser necessário ter uma tarifa muito elevada para os locais médios, ou os locais que podem apresentar valores de NEPS mais baixos e/ou outras piores condições. No caso da monopilar basta aumentar a tarifa até os 118 para colocar as turbinas em locais mais condicionados em termos energéticos e distância. No caso da *jacket* o valor é de 113€/MWh, no entanto, como referido acima, bastariam apenas 80€/MWh, para satisfazer as necessidades de potência atuais. No caso das eólicas flutuantes, o aumento na tarifa do ponto médio de NEPS já foi mais alto, também apresentava LCOE mais alto. No entanto, comprando com a tarifa da Windfloat atual, estes valores são inferiores. Além de que já era suficiente ter a tarifa de 100€/MWh num regime de remuneração de 23 anos para obter valores de TIR positivo.

O que toca a energia das ondas, os cenários são piores, visto que nenhuma das tecnologias tinha um TIR positivo, ou seja, nenhuma das três tecnologias gera uma taxa de retorno ao fim dos 25 anos de vida. Tal como explicado na secção anterior, aplicaram-se tarifas superiores à da tecnologia eólica, cerca de 3 e de 4 vezes. Com este novo cenário foi possível obter o TIR positivo apenas para uma das tecnologias (F-OWC). A tarifa neste caso era de 300€/MWh o que pode ser uma tarifa irrealista para as condições regulatórias atuais, uma vez que apesar da Portaria nº202/2015 permitir ao promotor pedir um aumento de remuneração, é difícil prever que este valor possa atingir a tarifa considerada.

A última parte deste trabalho consistiu em hierarquizar as tecnologias de acordo com o seu LCOE e é possível ver que este processo foi separado em duas hierarquizações, visto que o LCOE da tecnologia eólica é mais baixo do que das ondas. A hierarquia das tecnologias fixas não tem qualquer efeito, pois os mapas das duas tecnologias fixas nunca se sobrepõem, visto que estão as profundidades diferentes. Como neste estudo utilizaram-se módulos de, aproximadamente, 50 MW de forma a tornar o cálculo do custo dos cabos mais simples, o custo associado à tecnologia eólica flutuante acabou por ser igual, pois no caso de *Hywind* são 8 turbinas de 6 MW, enquanto para *Windfloat* são 6 turbinas de 8 MW. Assim, é de esperar que os valores de LCOE sejam muito semelhantes das duas tecnologias, diferenciando-se apenas na performance no local instalado, sendo que em média parece que *Hywind* apresente melhor desempenho. No entanto, o cenário é diferente para os mapas, pois *Windfloat* acaba por apresentar melhores resultados, como é visto na hierarquia. O que toca a energia das ondas, esta está muito longe dos resultados da eólica, pois os valores médios são cerca de 6 vezes maiores. A tecnologia que apresentou melhores resultados de LCOE foi F-OWC, visto que tem um custo inicial significativamente mais baixo do que as outras 2 tecnologias em estudo.



Tendo em conta a bibliografia estudada, especialmente dois relatórios de BVG Associates de 2014 (BVG associates, 2014b) e 2017 (BVG associates e InnoEnergy KIC, 2017) que estudou a evolução de LCOE, este apresenta valores muito semelhantes ao LCOE obtido pelas simulações neste trabalho.

## 6. Conclusões

As energias renováveis têm sido cada vez mais relevantes no nosso dia a dia e, sem dúvida que é uma energia que muitos países estão a apostar e vão continuar a apostar no futuro. Como foi visto ao longo deste trabalho, estes tipos de energias têm custos elevados, não só de investimento, mas também na operação e manutenção. As energias renováveis de maior sucesso, ou seja, aquelas que são mais desenvolvidas e têm um preço mais baixo, são as tecnologias solares, tanto as fotovoltaicas como a térmica e a energia eólica. No entanto, o foco principal deste trabalho consistia em estudar as duas tipologias de energias renováveis que são consideradas mais caras, as tecnologias das ondas e as tecnologias eólicas *offshore*.

No caso da energia eólica *offshore*, apesar de ser um conceito bastante conhecido e derivado das energias renováveis de maior sucesso em terra, no mar o seu custo acaba por ser maior. Isto deve-se ao facto de serem de maiores dimensões e também o seu transporte e a instalação envolvem barcos de elevado cargo, que têm um custo associado, também ele elevado. Torna-se então muito importante apostar no seu desenvolvimento tecnológico de forma a ter maior desempenho energético com o mesmo custo associado. Apesar disso, estas tecnologias já começam a ter valores mais baixos associados ao seu desenvolvimento.

No que toca à energia das ondas, o cenário é mais pessimista. Em comparação com as outras renováveis, ainda não houve uma evolução significativa no seu custo de produção e operação e manutenção. O problema desta tecnologia é ligeiramente diferente das anteriores. Neste caso ainda estão muitos protótipos a ser desenvolvidos, que não apresentam por enquanto valores de produção tão altas como a eólica *offshore*, no entanto o seu preço é tão alto como a das eólicas, o que torna o seu investimento muito maior, e a relação custo-produção acaba por não ser justificada.

Portanto, de uma forma geral, já era de esperar que o LCOE da eólica *offshore* apresentasse valores melhores do que das ondas. A tecnologia das ondas ainda se encontra no processo de estudos e apresenta por consequência LCOE muito elevado. Contudo, a tecnologia das ondas do tipo F-OWC já apresenta valores mais positivos e talvez mais competitivos.

Para que estas tecnologias possam evoluir é necessário que haja maior investimento nestas. No entanto, se a tecnologia é cara, é difícil assegurar um investimento tão caro. Neste sentido, existiram ao longo dos últimos 30 anos diversas formas de ajudar o seu investimento. Como foi visto, a prática mais comum é a remuneração garantida em forma de uma tarifa por unidade de energia produzida e também o investimento ao fundo perdido, que acabou por ser descontinuado nos últimos anos. A tarifa bonificada era muito popular durante o processo de evolução das energias renováveis, contudo a medida que estas foram se desenvolvendo o seu valor foi diminuindo, focando-se assim o investimento naquelas que realmente precisavam ainda de ajuda, como as energias do mar, aqui estudadas.

A metodologia baseava-se em adaptar e utilizar uma ferramenta que ao introduzirem-se os custos associados ao investimento e a operação e manutenção, um mapa de NEPS ou de potencial energético, distinguir as características de cada uma das tecnologias e por fim escolher o valor da tarifa bonificada. Tendo esta informação, a ferramenta devolvia diversos mapas: energia anual, VAL, TIR e LCOE. E com isso, foi possível então comparar os diferentes valores ao longo deste trabalho.

Para perceber quais são as tarifas que podem ser aplicadas a estas tecnologias, foi também necessário estudar a legislação em vigor, chegando a conclusão que o valor da remuneração era bastante flexível tanto em termos de valor como em termos de tempo de remuneração. Como se verificou, o mínimo para estas tecnologias podia ser 80€/MWh, adicionando mais 20€/MWh da Fundação de Carbono por ser uma tecnologia limpa. No entanto, além desse valor o promotor podia pedir um aumento desta remuneração, e/ou aumento do tempo de remuneração, dando uma vasta possibilidade da tarifa a remunerar.

Deste modo, utilizaram-se as duas tarifas anteriormente mencionadas e procurou-se uma outra que garantisse que pelo menos metade dos valores do TIR no mapa sejam positivos. Este método foi possível de ser utilizado porque a ferramenta dispunha de uma funcionalidade de cálculo pontual que permitiu encontrar para ponto médio de NEPS o valor da tarifa, de forma a ter um TIR positivo. No caso da energia eólica *offshore*, para um TIR superior a zero a mais dos 50% da área de exploração existem a tarifa não excedeu os 135€/MWh, sendo este mais baixo do que a tarifa da Windfloat Atlantic, projeto que se encontra na costa portuguesa e que obteve uma tarifa de 164€/MWh por 20 anos.

Para a tecnologia das ondas, como esta não tem NEPS e estava dividido por zonas, o cálculo pontual não apresentava uma boa solução para a definição da tarifa, definindo-se o valor de 300€/MWh para a tecnologia F-OWC pois tinha LCOE mais baixo, e 400€/MWh para as outras duas tecnologias. Observou-se que para as tecnologias mais caras estas tarifas não eram suficientes e que provavelmente teriam de estar na ordem dos 1000€/MWh, o que não se justificava, visto que é uma tarifa 10 vezes maior do que estipulada pela legislação. Por outro lado, no caso da Coluna de Água Oscilante a remuneração já era suficiente e é capaz que no futuro hajam mais apostas nesta tecnologia, visto que já existiu em Portugal nos Açores.

De uma forma geral, verificou-se que as tecnologias mais baratas entre as 7 estudadas, eram as eólicas fixas, pois além de apresentarem um LCOE mais baixo, também a tarifa a remunerar podia ser de 100€/MWh, sendo esta a mais baixa, sendo a mais barata a *jacket*. No segundo patamar entram-se as tecnologias eólicas flutuantes, sendo a *Winfloat* ligeiramente mais barata do que a *Hywind*. No terceiro patamar estaria a tecnologia F-OWC, pois é aquela que apresentou o melhor resultado no que toca as energias das ondas, mas piores do que da eólica. No fim da lista estariam as duas outras tecnologias das ondas, sendo que B-OF apresentava um LCOE melhor, teria de estar acima da tecnologia F-2HB.

É evidente que se espera que estes resultados melhorem no futuro e que as tecnologias das ondas possam finalmente competir com as outras tecnologias, visto que o mar tem um espaço muito vasto para exploração deste tipo de energia.

No que toca a ferramenta desenvolvida, esta está atualmente a ser melhorada pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LCOE), de forma a tornar-se de mais fácil e intuitivo manuseamento pelo utilizador, e também para que no futuro possa vir a ser utilizada nos projetos de avaliação económica mais aprofundada deste tipo de tecnologias.

## Referências

- Antunes, T., Antunes, T.A., Santos, P., Pires, A., 2018. Limitations of HVAC Offshore Cables in Large Scale Offshore Wind Farm Applications. *Adv. Sci. Technol. Eng. Syst. J.* 3, 146–156.
- APREN, 2018. Anuário 2018.
- Astariz, S., Iglesias, G., 2015. Enhancing wave energy competitiveness through co-located wind and wave energy farms. A review on the shadow effect. *Energies* 8, 7344–7366.
- AW-Energy, 2018. AW-Energy and Enel Green Power Explores Waveroller opportunities [WWW Document]. News. URL <https://aw-energy.com/news/aw-energy-and-enel-green-power-explore-waveroller-opportunities/> (acedido 3.20.19).
- Babartit, A., Hals, J., Muliawan, M.J., Kurniawan, A., Moan, T., Krokstad, J., 2012. Numerical benchmarking study of a selection of wave energy converters. *ELSEVIER - Renew. Energy* 41, 44–63.
- Bloomberg, 2018. 2H 2017 Wind Turbine Price Index. Bloom. NEF.
- BVG associates, 2014a. Future renewable energy costs: offshore wind 80.
- BVG associates, 2014b. Future renewable energy costs: offshore wind. *Futur. Renew. energy costs* 80.
- BVG associates, InnoEnergy, K., 2017. Future renewable energy costs: offshore wind.
- BVG associates, InnoEnergy KIC, 2017. Floating Offshore. 55 technology innovations that will have greater impact on reducing the cost of electricity from European floating offshore wind farms. *Nat. Commun.* 4.
- Candelária, A., Pontes, M.T., 2008. Mapping the Wave Energy Potential in Portugal 1–5.
- Castro, R., 2011. Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica, e Mini-Hídrica. IST Press, Lisboa.
- Chong Ng; Li Ran, 2016. Offshore wind farms : technologies, design and operation. Duxford, UK : Woodhead Publishing, an imprint of Elsevier.
- Costa, P., Estanqueiro, A., Simões, T., Couto, A., Silva, J., Justino, P., Santos, D., 2017. Planning the use of Offshore Renewable energy in Portugal D 2 . 1 – Methodologies to assess the renewable offshore resources 1–28.
- Cruz, J.M.B.P., Sarmiento, A.J.N.A., Instituto Superior Técnico, WEC - Wave Energy Center, 2004. Energia das Ondas: Introdução aos Aspetos Tecnológicos, Económicos e Ambientais, Instituto. ed. Fernandes & Terceiro, LDA, Lisboa.
- Dalton, G.J., Alcorn, R., Lewis, T., 2011. A 10 year installation program for wave energy in Ireland: A case study sensitivity analysis on financial returns. *Renew. Energy* 40, 80–89.
- de Andres, A., Maillet, J., Todalshaug, J.H., Möller, P., Bould, D., Jeffrey, H., 2016. Techno-economic related metrics for a wave energy converters feasibility assessment. *Sustain.* 8.
- Decreto-Lei n.º 186/95, 1995. Diário da República. Diário da República - I Série-A.
- Decreto-Lei n.º 189/88, 1988. Diário da República. Diário da República.
- Decreto-Lei n.º 225/2007, 2007. Diário da república 4732–4732.
- Decreto-Lei n.º 33-A/2005, 2005. Diário da República N.º 33, 1180–(2) a 1180–(9).
- Decreto-Lei n.º 39/2013, 2013. Diário da República N.º 54.
- Decreto-Lei n.º 168/99, 1999. Diário da República.
- Decreto-Lei n.º 339-C/2001, 2001. Diário da República N.º 300, 8520–(2) a 8520–(3).
- Decreto Lei n.º 5/2008, 2008. Diário da República. DR Série I, 168–179.
- Deloitte, 2018. Taxas do imposto | Guia Fiscal 2017 [WWW Document]. Deloitte - Guia Fisc.
- Demogravi3, 2016. Demogravi3.
- Djapic, P., Strbac, G., Centre for Sustainable Electricity and Distributed Generation, 2008. Cost benefit methodology for optimal design of offshore transmission systems. *Berr* 1–86.
- EDP-Renováveis, 2016. WindFloat Atlantic : a step change in turning floating wind commercial.
- EDP, 2012. Projeto WindFloat. XIX Congr. da Ordem dos engenheiros.
- EDP Inovação, 2019. Windfloat [WWW Document]. Proj. EDP Inovação. URL <https://www.edp.com/pt-pt/windfloat> (acedido 3.20.19).
- EMEC, 2018. PELAMIS WAVE POWER [WWW Document]. Eur. Mar. Energy Cent. LTD.
- Energia, P., 2016. Projeto Waveroller energia das ondas em Peniche recebe 10 milhões de euros [WWW Document]. Energ. ondas e marés. URL <https://www.portal-energia.com/projeto-waveroller-energia-das-ondas-peniche-recebe-10-milhoes-euros/> (acedido 10.18.18).
- engineering.com, 2015. Siemens 7MW Offshore Wind Turbine: Internal Changes Lead to Increased Performance [WWW Document]. engineering.com.
- European Comission, 2009. Climate strategies & targets [WWW Document]. 2020 Clim. energy Packag. URL [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en) (acedido 2.3.18).
- Falcão, A.F.O., C., L.M.G., Sarmiento, A.J.A.N., Brito-Melo, A., 2018. The Pico OWC wave power plant: Its life conception to closure 1986 - 2018. Lisboa.
- Garcia, G., Santos, D., Rybchynska, H., Simões, T., Estanqueiro, A., 2018. OffshorePlan - Planeamento do

- Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal.
- Gomes, C.A., Lucas, B.G., Almeida, D., Oliveira, J.V., Guerra, J.C., Carmona, N., 2016. O Direito da Energia em Portugal : cinco questões sobre “ o estado da arte ”, Instituto. ed. Lisboa.
- Gonzalez-Rodriguez, A.G., 2017. Energy for Sustainable Development Review of offshore wind farm cost components. *Energy Sustain. Dev.* 37, 10–19.
- Gonzalez-Rodriguez, A.G., 2017. Review of offshore wind farm cost components. *Energy Sustain. Dev.* 37, 10–19.
- Hertenstein, J.H., Mckinnon, S.M., 1997. Solving the puzzle of the cash flow statement. *ELSEVIER - Bus. Horizons* 40, 69–76.
- IEA, NEA, 2015. Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.
- INE, 2018. Atualização de Valores com Base no IPC [WWW Document]. URL <https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ipc> (acedido 6.10.18).
- INEGI, 2014. Tecnologias de aproveitamento energético Offshore. OTEO (Observatório tecnológico para as energias offshore) 134.
- James, R., Costa Ros, M., 2015. Floating Offshore Wind : Market and Technology Review. Scottish Gov. 168.
- Karimirad, M., 2014. Offshore Energy Structures: For Wind Power, Wave Energy and Hybrid Marine Platforms, 2014 editi. ed. Springer.
- Kling, W., Bresesti, P., Valadè, I., 2005. Transmission systems for offshore wind farms in the Netherlands. Copenhagen Offshore Wind 2005 Conf. 1–7.
- Lakshmanan, P., Liang, J., Jenkins, N., 2015. Assessment of collection systems for HVDC connected offshore wind farms. *Electr. Power Syst. Res.* 129, 75–82.
- Leblanc, C., 2009. Design of Offshore Wind Turbine Support Structures: Selected topics in the field of geotechnical engineering. Aalborg University Denmark.
- MathWorks, 2018. MATLAB [WWW Document]. MathWorks.
- Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A., Nygaard, T.A., 2014a. Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a lifecycle perspective. *Renew. Energy* 66, 714–728.
- Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A., Nygaard, T.A., 2014b. Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renew. Energy* 66, 714–728.
- Noctula, 2014. O que aconteceu à Energia das Ondas? [WWW Document]. URL <http://noctula.pt/energia-das-ondas/> (acedido 10.18.18).
- O’Connor, M., Lewis, T., Dalton, G., 2013. Operational expenditure costs for wave energy projects and impacts on financial returns. *Renew. Energy* 50, 1119–1131.
- Ocean Energy System, 2019. Waves [WWW Document]. Dev. wave energy Util. URL <https://www.ocean-energy-systems.org/about-oes/what-is-ocean-energy/waves/> (acedido 1.28.19).
- OMIP, 2018. Dados de Mercado [WWW Document].
- OTEO, 2014. Roadmap Tecnológico. Obs. Tecnológico para as energias Offshore 52.
- Pecher, A., Kofoed, J.P., 2017. Handbook of Ocean Wave Energy, Volume 7. ed. SpringerOpen, USA.
- PORDATA, BP, 2018a. Taxas de rendibilidade de obrigações do tesouro [WWW Document]. [pordata.pt](http://pordata.pt).
- PORDATA, BP, 2018b. Taxas de juro sobre novas operações de empréstimos (média anual) a empresas: total e por escalão de crédito [WWW Document].
- Portaria n.º 202/2015, 2017. Diário da república 4793–4795.
- Portaria n.º 286/2011, 2011. Diário da República 4732.
- Portuguesa, R., 2009. Plano nacional de acção para as energias renováveis ao abrigo da Diretiva a 2009/28/CE 144.
- Previsic, M., Siddiqui, O., Bedard, R., Hagerman, G., 2004. System level design, performance and costs for San Francisco California Pelamis offshore wave power plant. Power.
- Renewable Energy Agency, I., 2018. Renewable Energy Statistics 2018.
- Renováveis, P. das energias, 2009. Tecnologias: energia das ondas: águas profundas [WWW Document]. URL [http://energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID\\_conteudo=33&ID\\_area=7&ID\\_sub\\_area=22](http://energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=33&ID_area=7&ID_sub_area=22) (acedido 10.18.18).
- Republica Portuguesa, 2015. Despacho nº12573/2015. Diário da República 12573–12574.
- Republica Portuguesa, 2016. Energia no Mar - Roteiro para uma Estratégia Industrial das Energias Renováveis Oceânicas. Relatório 124.
- Resolução do Conselho de Ministros n.º174/2017, 2017. Diário da República 6176–6188.
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, 2013. Diário da República n.º 70/2013, Série I de 2013-04-10 2022–2091.
- Sánchez, M.C., 2011. Sistema de Monitorización y Supervisión de Una Boya Para Generación de Energía Undimotriz. Univ. Politècnica Catalunya.
- Senvion, 2018. Senvion 6.2M126 [WWW Document]. [senvion.com](http://senvion.com).

- Short, W., Packey, D., Holt, T., 1995. A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies. NREL - Natl. Renew. Energy Lab. 2, 120.
- Siemens, 2015. Siemens Increases Power Output of Direct Drive Offshore Wind Turbine [WWW Document]. siemens.com.
- Statoil, 2015. Hywind Scotland Pilot Park. Environ. Statement 462.
- The Crown Estate, 2010. A Guide to an Offshore Wind Farm. A Guid. to an offshore Wind farm Publ. behalf crown estate.
- Vestas, 2011. Vestas V164-8.0MW [WWW Document].
- Visao, 2012. Vento de ouro. Energia.
- Vryhov, 2015. Manual the guide to anchoring.
- WavEC, 2016. DEMOGRAVI3 [WWW Document]. I&D+I. URL <https://www.wavec.org/pt/investigacao-desenvolvimento/projectos/demogravi3> (acedido 3.20.19).
- WavEC, 2018. Central piloto europeia de energia das ondas na ilha de Pico.
- Wind EUROPE, 2018. Offshore Wind in Europe Key trends and statistics 2017. Key Stat. 37.
- WindPlus; WavEC; Consultores Júlio de Jesus, 2018. Central eólica offshore Windfloat Atlantic 2.
- WindPlus, Wavec, Júlio de Jesus Consultores, 2018. CENTRAL EÓLICA OFFSHORE WINDFLOAT ATLANTIC - RELATÓRIO DE CONFORMIDADE AMBIENTAL DO PROJETO DE EXECUÇÃO (RECAPE) Vol. 2 – Relatório Base. Consult. Pública 2.

## ANEXOS

### Mapas de restrições na costa portuguesa

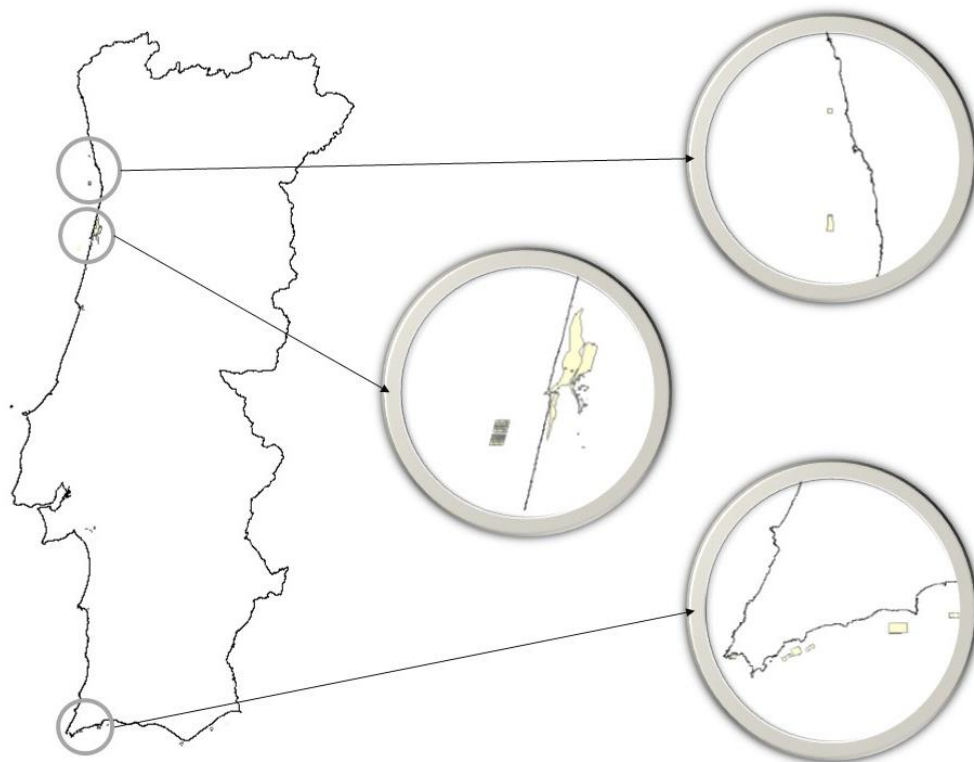


Figura 49 -Limites dos estabelecimentos de culturas marinhas (Aquicultura) (DGRM, 2015)

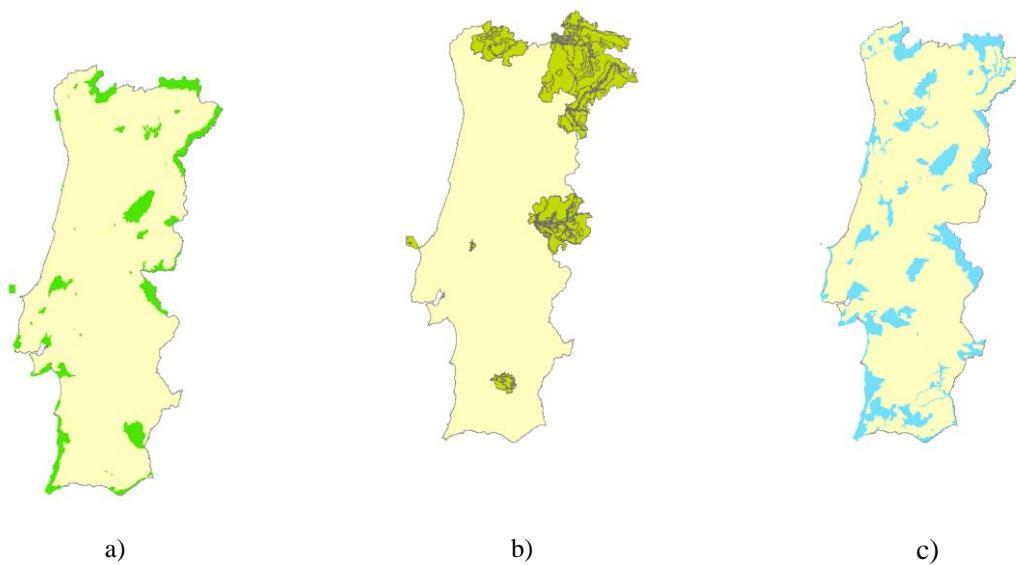
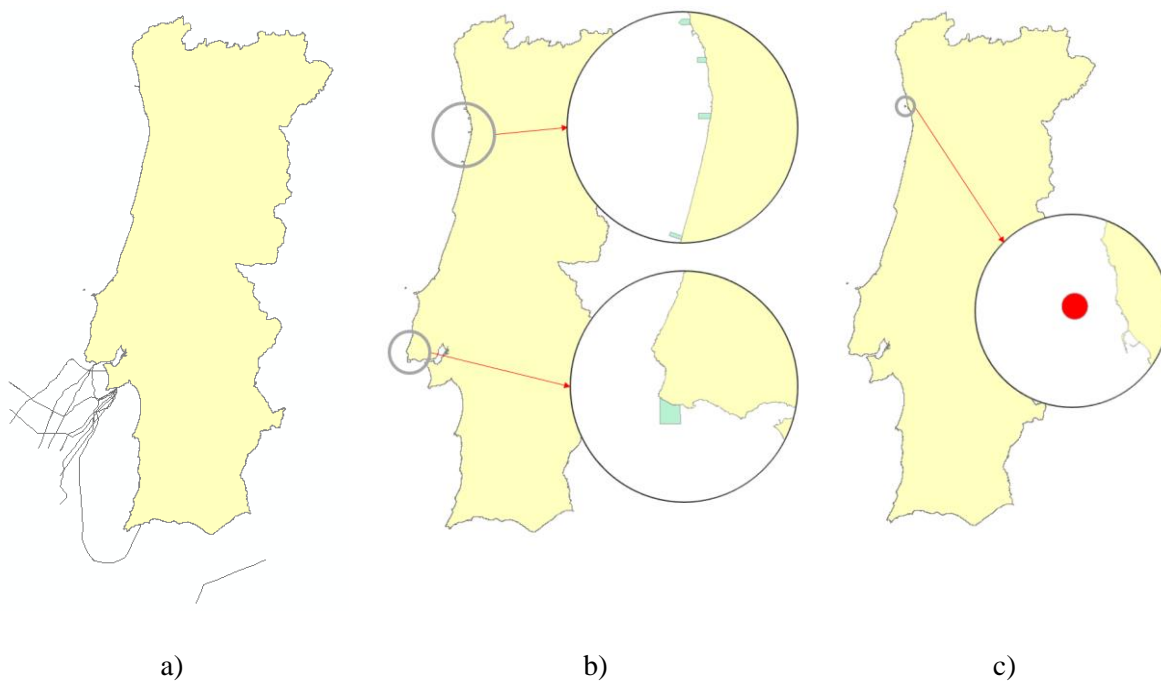


Figura 50 – a) Limites de Áreas Protegidas – AP; b) Limites das reservas da biosfera; c) Limites dos Sítios de Importância Comunitária – SIC.



Figura 51 - Layer atualizada de Zonas Rochosas



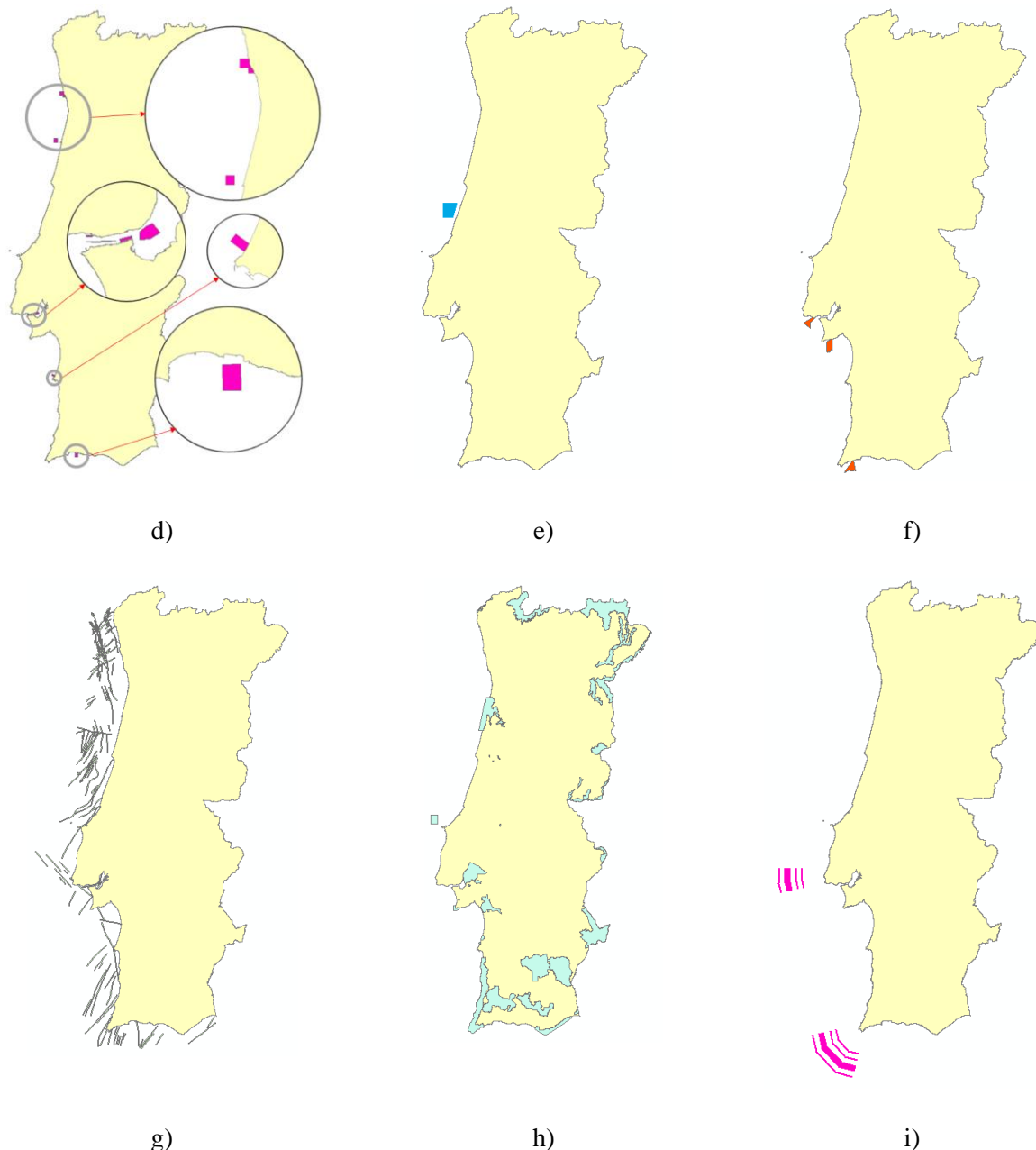


Figura 52 - a) “Cabos Submarinos”; b) “Condutas de Abastecimento”; c) “Boias para Navios Cisternas”; d) “Fundeadouro”; e) “Zona Piloto”; f) “Zona de Proteção de Cabos Elétricos”; g) “Zona de Falhas Ativas”; h) “Zona de Proteção Ecológica”; i) Esquema de Separação de Tráfego - “Corredores de Navegação”

## Metodologia para o cálculo de cabos de exportação

A otimização total do sistema de transporte de energia irá depender somente de 2 variáveis mutáveis, comprimento do cabo (dividida em parte submersa e enterrada) e potência instalada. A Variável  $N^{\circ}_{cab}$  será dependente da potência instalada, contudo dado que para todos os casos de estudo é possível transportar a energia total com apenas 1 cabo. A variável, custo dos cabos e custo de instalação irão ser determinadas por condições de seleção que dependem da potência nominal ( $P_n$ ) que é necessária transmitir. Como tal irão depender da variável  $P_n$ .



Tabela 24 - Fórmulas de Cálculo Cabos de Exportação

	Infraestruturas	Fórmula de Cálculo - €	Referência
<b>Geral</b>	Extra Inter Array Cable	$= L_{cab\ exp} \times C.array_{price}(P_n) \times N^{\circ}_{cab}$	(Angel G. Gonzalez-Rodriguez, 2017)
	Extra Inter Array Cable - intall	$= L_{cab\ exp} \times C.array_{inst}(P_n) \times N^{\circ}_{cab}$	(Angel G. Gonzalez-Rodriguez, 2017)
	Exp. Cable	$= L_{cab\ exp} \times C.exp_{price}(P_n) \times N^{\circ}_{cab}$	(Djapic et al., 2008)
	Exp. Cable install - normal	$= L_{cab\ exp} \times C.exp_{inst.n}(P_n) \times (1 + 75\%(N^{\circ}_{cab} - 1))$	(Djapic et al., 2008)
	Exp. Cable install - armored	$= L_{cab\ exp} \times C.exp_{price.a}(P_n) \times (1 + 75\%(N^{\circ}_{cab} - 1))$	(Djapic et al., 2008)
	Shoreline transitions	$= 1.694.000\ €$	(Angel G. Gonzalez-Rodriguez, 2017)
<b>HVAC</b>	Offshore Sub. (W/platform)	$= 539.000 \times (N^{\circ}_{cab} \times P_n)^{0,678}$	(Angel G. Gonzalez-Rodriguez, 2017)
	Connection to the grid	$= 9.01 \times P_n^{1,66}$	(Angel G. Gonzalez-Rodriguez, 2017)
	CSV-Power	$= 6.517,8 + 65.178 \times Q_{trans}$	(Angel G. Gonzalez-Rodriguez, 2017)
	Cstatcom	$= 130.560 \times Q_{trans} \times N^{\circ}_{cab}$	(Angel G. Gonzalez-Rodriguez, 2017)
	HVAC Shunt Reactors (x3)	$= 2.556 \times 3$	(Angel G. Gonzalez-Rodriguez, 2017)
<b>HVDC</b>	Offshore Sub. (Wo/platform)	$= -137.088 + 117.600 \times P_n^{0,447}$	(Lakshmanan et al., 2015)
	AC-DC converter	$= 179.200 \times P_n$	(Lakshmanan et al., 2015)
	Sub. & AC-DC Platform	$= 2.688.000 + 92.960 \times P_n$	(Lakshmanan et al., 2015)
	DC-AC Converter	$= 179.200 \times P_n$	(Lakshmanan et al., 2015)

- $N^{\circ}_{cable}$  – Numero de Cabos(à partida assumido como 1)
- $L_{cab\ exp}$  – Comprimento do cabo de exportação
- $P_n$  – Potência nominal da central
- $C.array_{price}(P_n)$  – Custo do cabo array em função da Potência
- $C.array_{inst}(P_n)$  – Custo de instalação do cabo array em função da Potência
- $C.exp_{price}(P_n)$  – Custo do cabo de exportação em função da Potência
- $C.exp_{inst}(P_n)$  – Custo de instalação do cabo de exportação em função da Potência

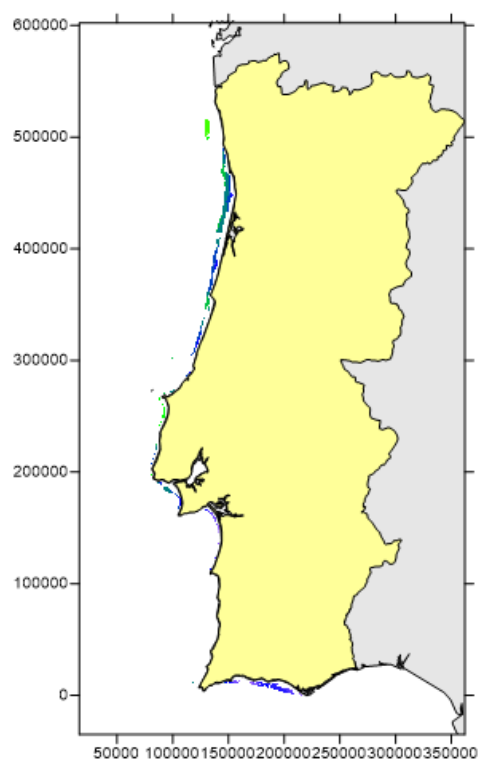
Tabela 25 - Custos dos Cabos de Exportação HVAC e HVDC resultantes das fórmulas apresentadas(Djapic et al., 2008)

	Tensão (kV)	Área de interceção (mm <sup>2</sup> )	Custo Típico [k€ <sub>2018</sub> /km]	Custo de instalação do cabo submarino [k€ <sub>2018</sub> /km]	Custo de instalação do cabo submarino enterrado [k€ <sub>2018</sub> /km]	Capacidade $P_n$ [MVA]	Indutância L [mH/km]	Capacitância C [nF/km]
Cabo de Exportação - HVAC 3 Núcleos	132	500	419 €	375 €	1125 €	169	0.3870	192
	132	630	481 €	375 €	1125 €	187	0.3720	209
	132	800	619 €	375 €	1125 €	203	0.3640	217
	132	1000	700 €	375 €	1125 €	217	0.3510	238
	220	500	644 €	375 €	1125 €	279	0.4370	136
	220	630	688 €	375 €	1125 €	308	0.4150	151
	220	800	844 €	375 €	1125 €	335	0.3870	192
	220	1000	875 €	375 €	1125 €	359	0.3720	209
Cabos de exportação - HVDC (Bipolar)	150	500	306 €	375 €	1125 €	337	-	-
	150	1000	388 €	375 €	1125 €	493	-	-
	150	1200	450 €	375 €	1125 €	537	-	-
	150	1400	506 €	375 €	1125 €	589	-	-
	150	1600	563 €	375 €	1125 €	637	-	-
	150	2000	625 €	375 €	1125 €	318	-	-
	300	500	426 €	375 €	1125 €	674	-	-
	300	1000	550 €	375 €	1125 €	986	-	-
	300	1200	638 €	375 €	1125 €	1075	-	-
	300	1400	719 €	375 €	1125 €	1177	-	-
	300	1600	800 €	375 €	1125 €	1274	-	-
	300	2000	888 €	375 €	1125 €	1444	-	-

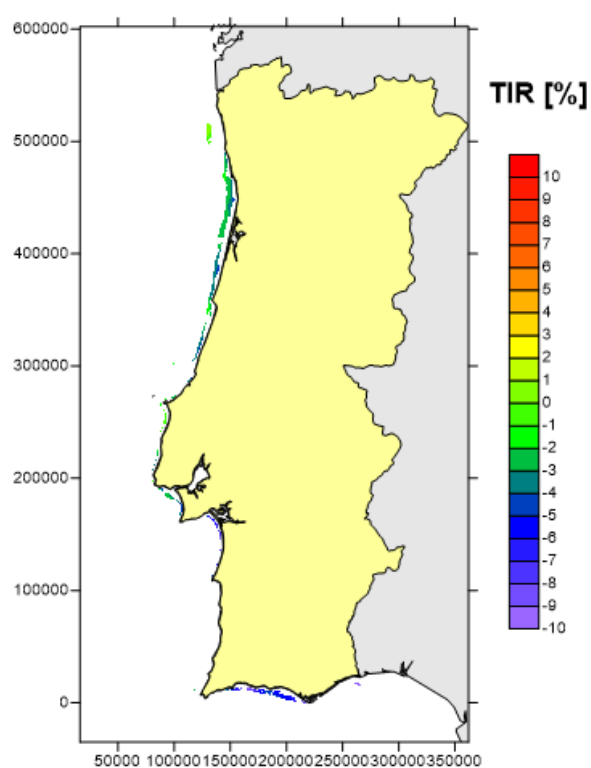
Tendo em conta a Tabela 12, foi possível criar uma base de dados dependentes apenas da distância e da potência instalada, que verifica qual das duas configurações fica mais barata tendo em conta a distância do cabo.

## Comparação do TIR dos diferentes cenários

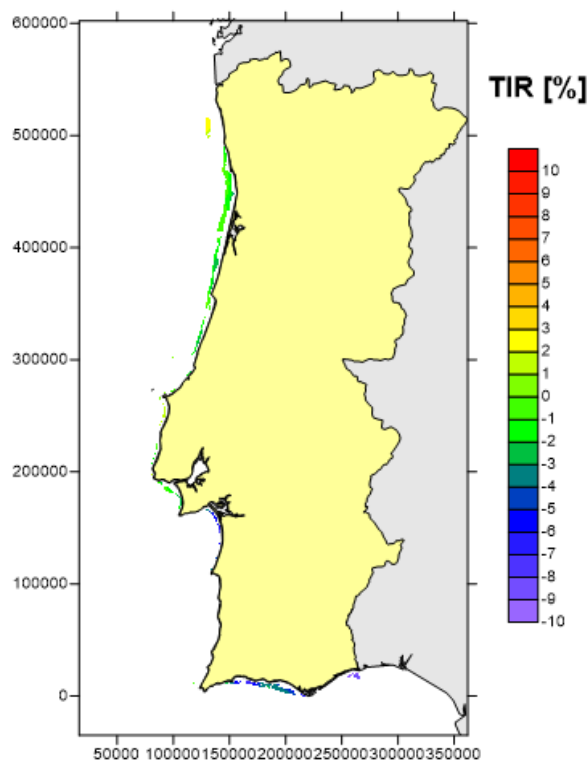
### Tecnologia monopilar:



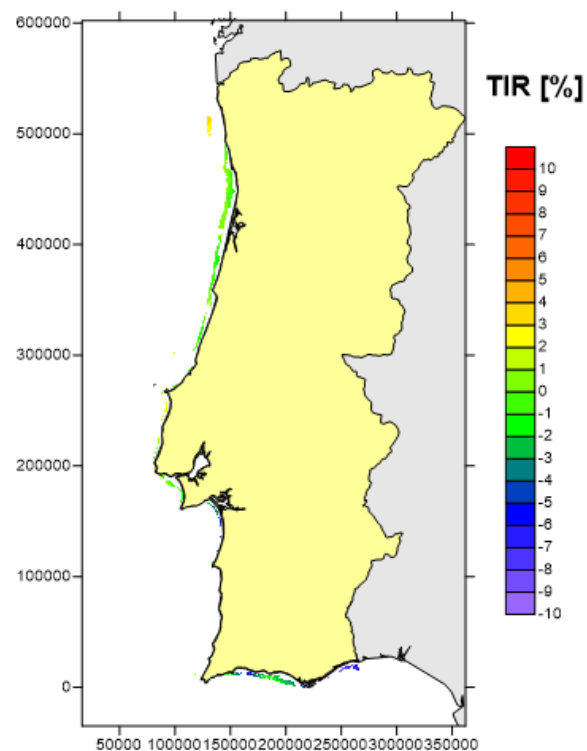
C1 – Monopilar, 80€/MWh, 20 anos



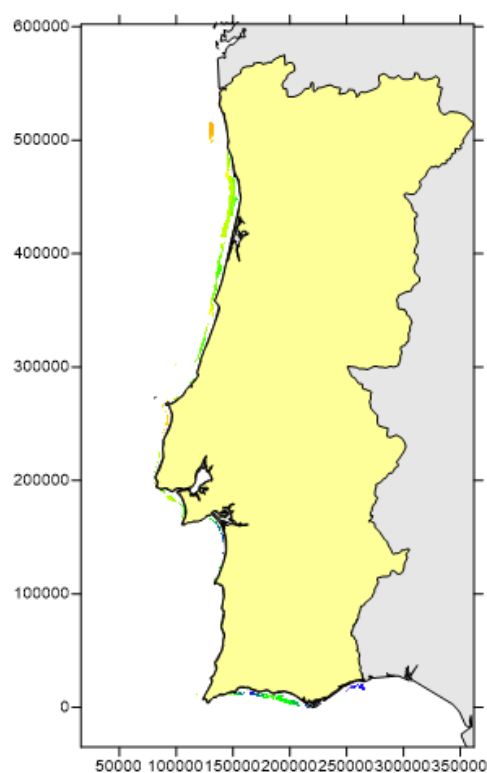
C4 – Monopilar, 80€/MWh, 23 anos



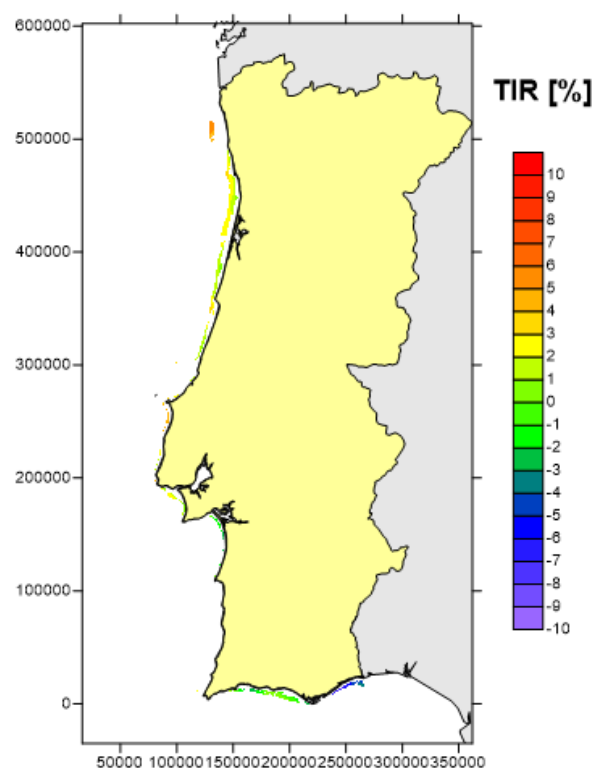
C2 – Monopilar, 100€/MWh, 20 anos



C5 – Monopilar, 100€/MWh, 23 anos



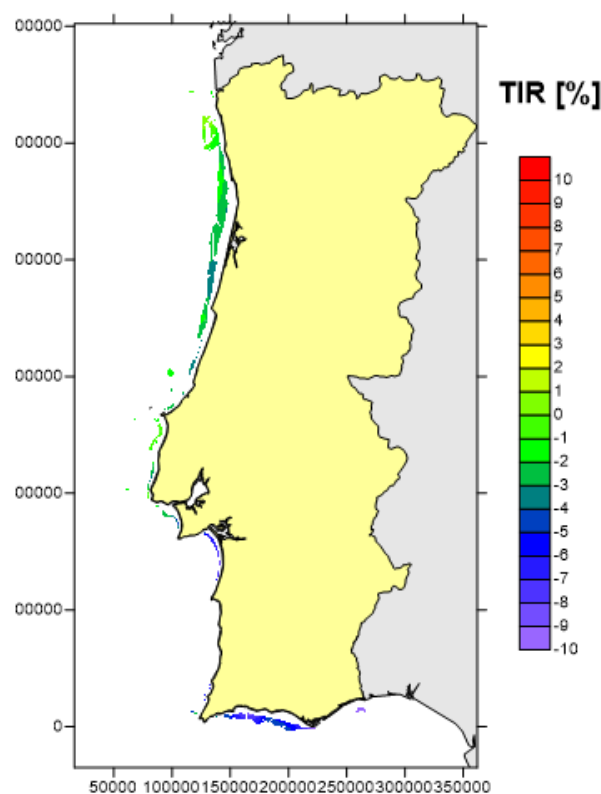
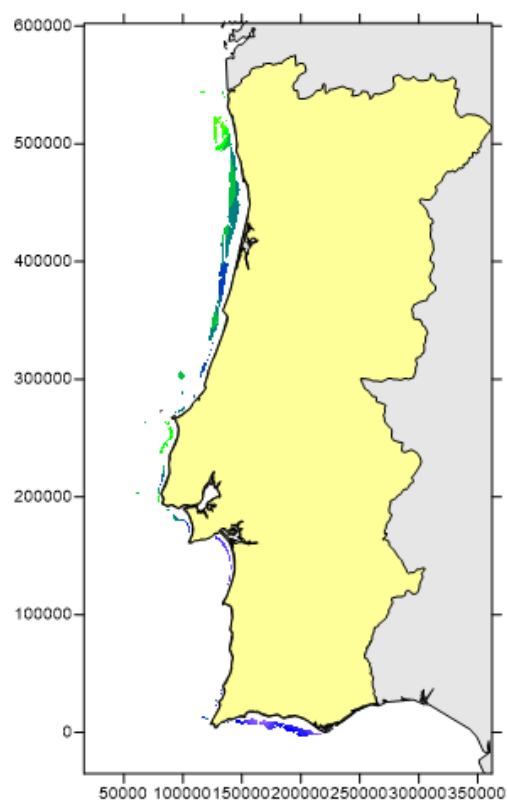
C3 – Monopilar, 118€/MWh, 20 anos



C6 – Monopilar, 118€/MWhh, 23 anos

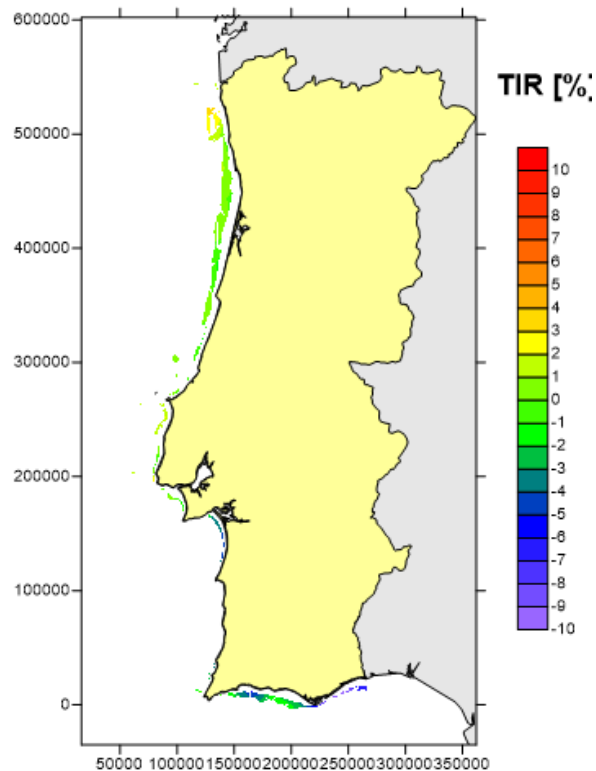
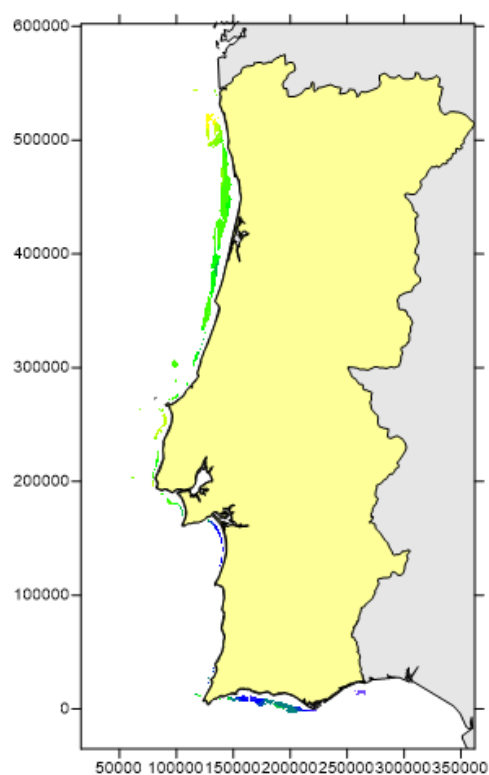
Figura 53 – Mapas das 6 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia monopilar

### Tecnologia *jacket*:



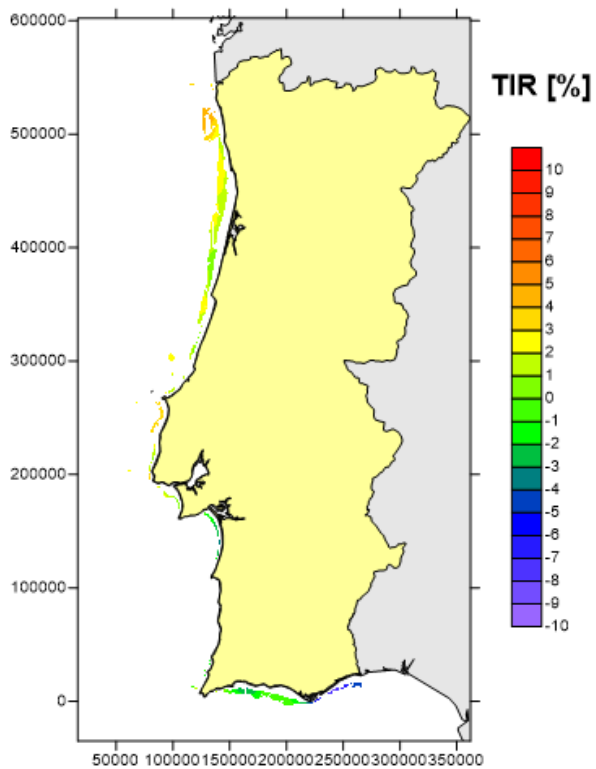
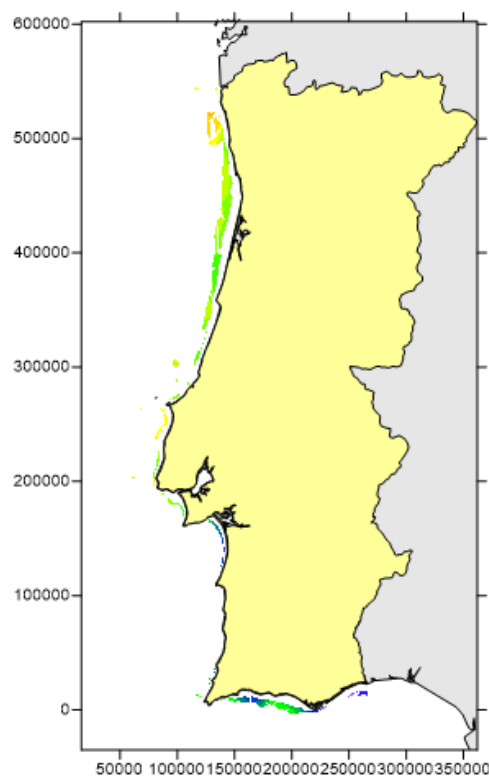
C1 – *Jacket*, 80€/MWh, 20 anos

C4 – *Jacket*, 80€/MWh, 23 anos



C2- *Jacket*, 100€/MWh, 20 anos

C5 – *Jacket*, 100€/MWh, 23 anos

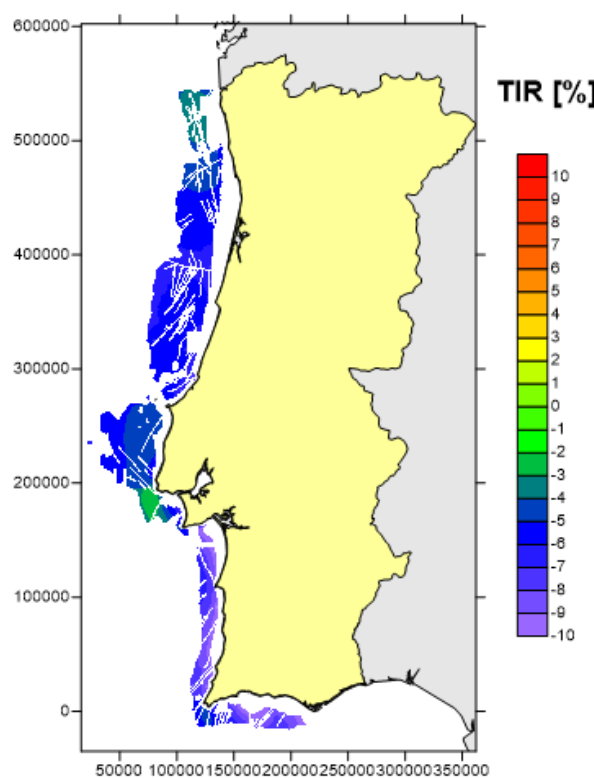


C3 – *Jacket*, 113€/MWh, 20 anos

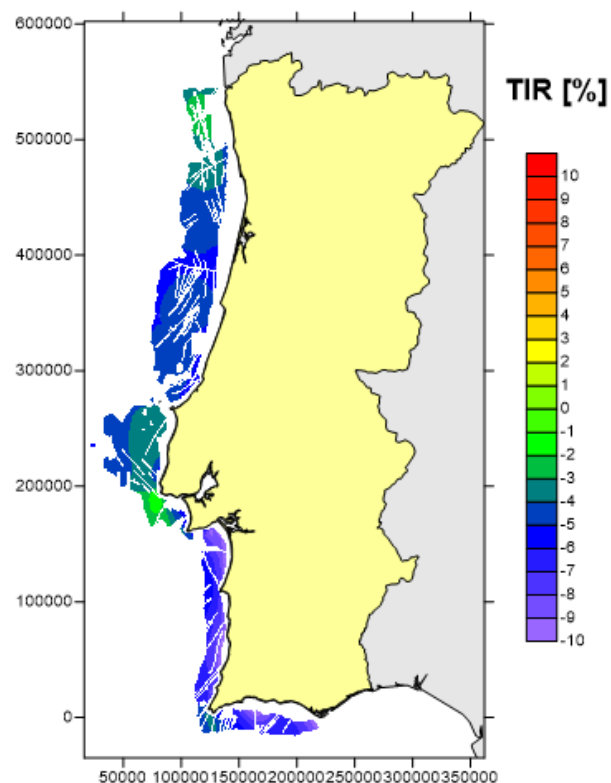
C6 – *Jacket*, 113€/MWh, 23 anos

Figura 54 – Mapas das 6 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia *jacket*

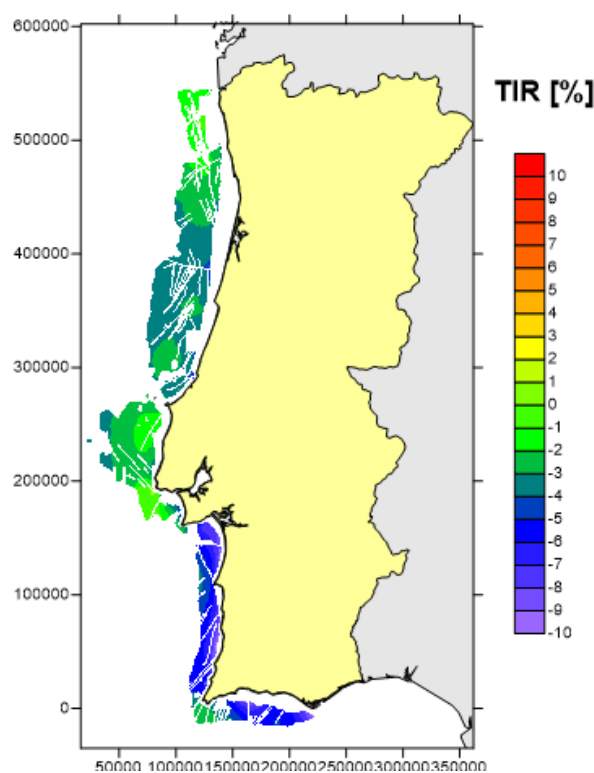
## Tecnologia do tipo Windfloat



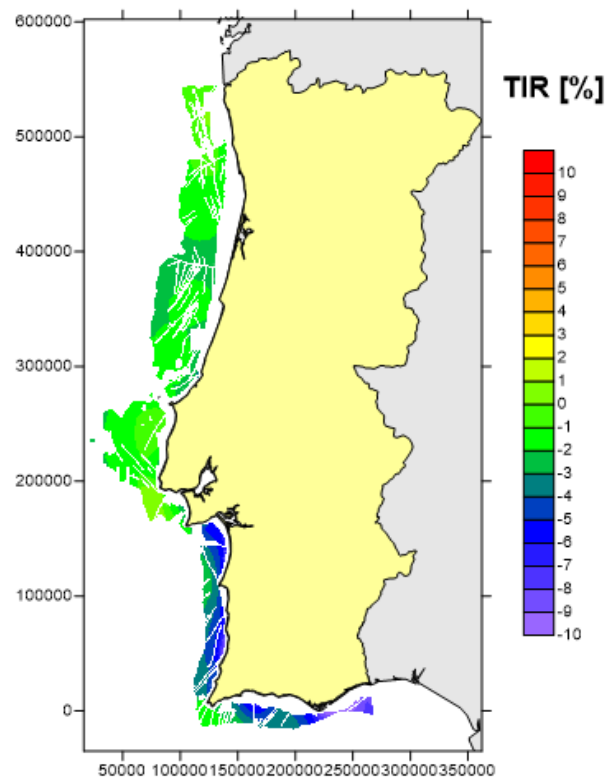
C1 – Windfloat, 80€/MWh, 20 anos



C4 – Windfloat, 80€/MWh, 23 anos



C2 – Windfloat, 100€/MWh, 20 anos



C5 – Windfloat, 100€/MWh, 23 anos

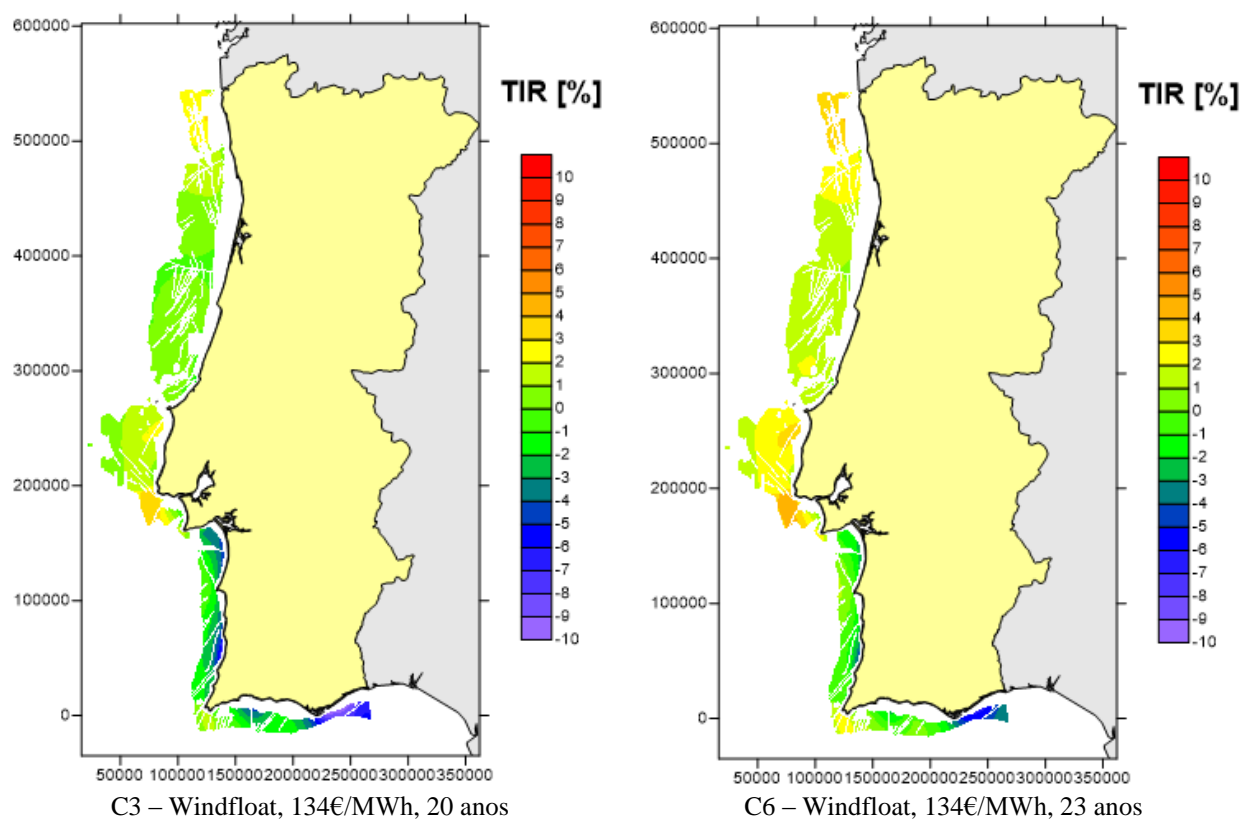
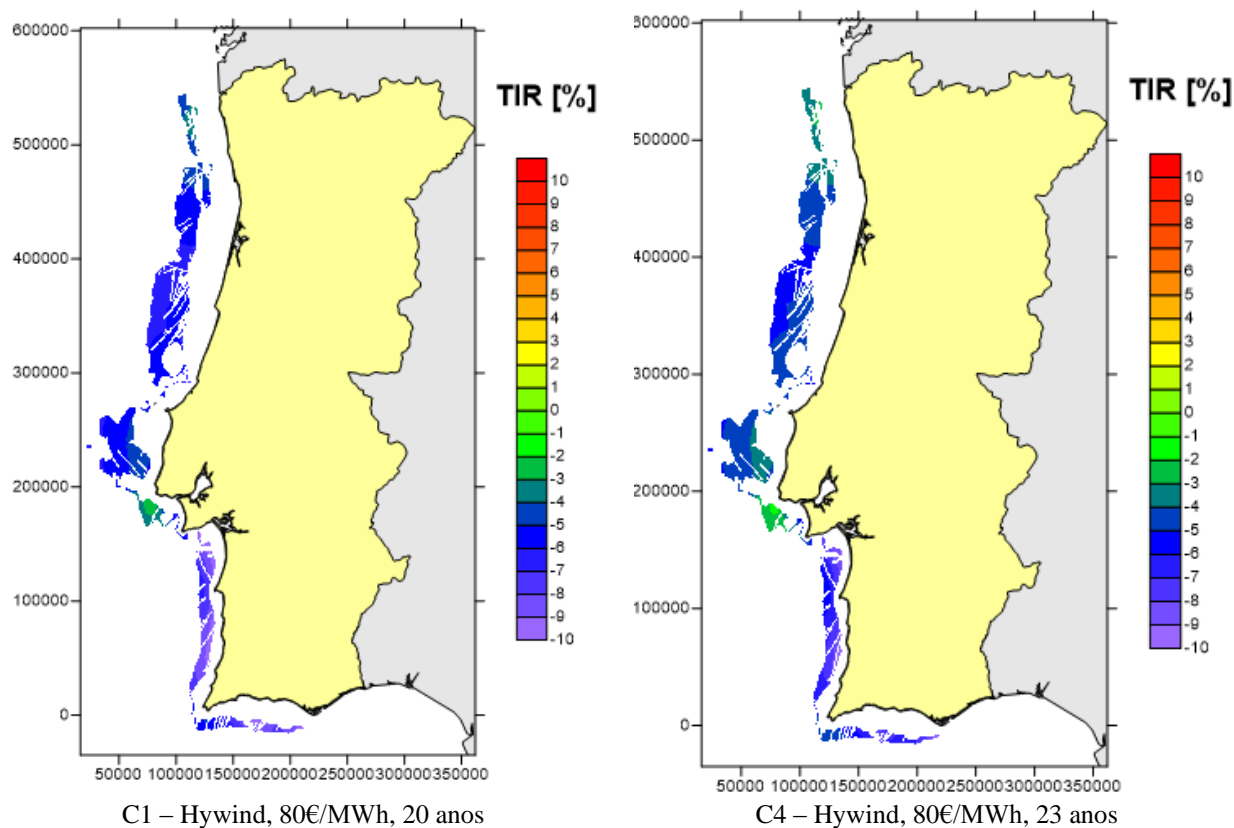


Figura 55 – Mapas das 6 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia do tipo Windfloat

### Tecnologia do tipo Hywind



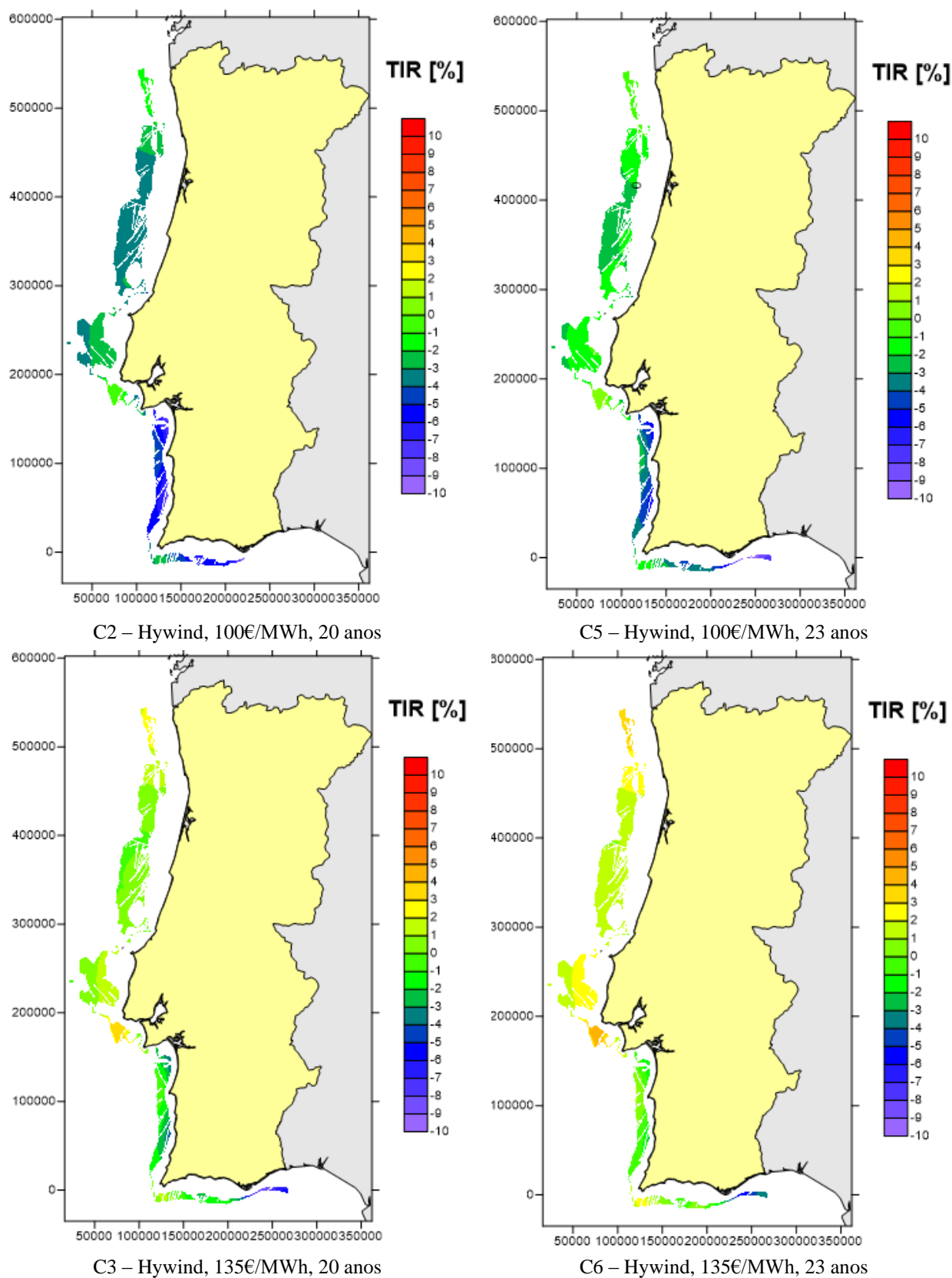


Figura 56 – Mapas das 6 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia do tipo Hywind

## Energia das ondas

### Tecnologia B-OF:

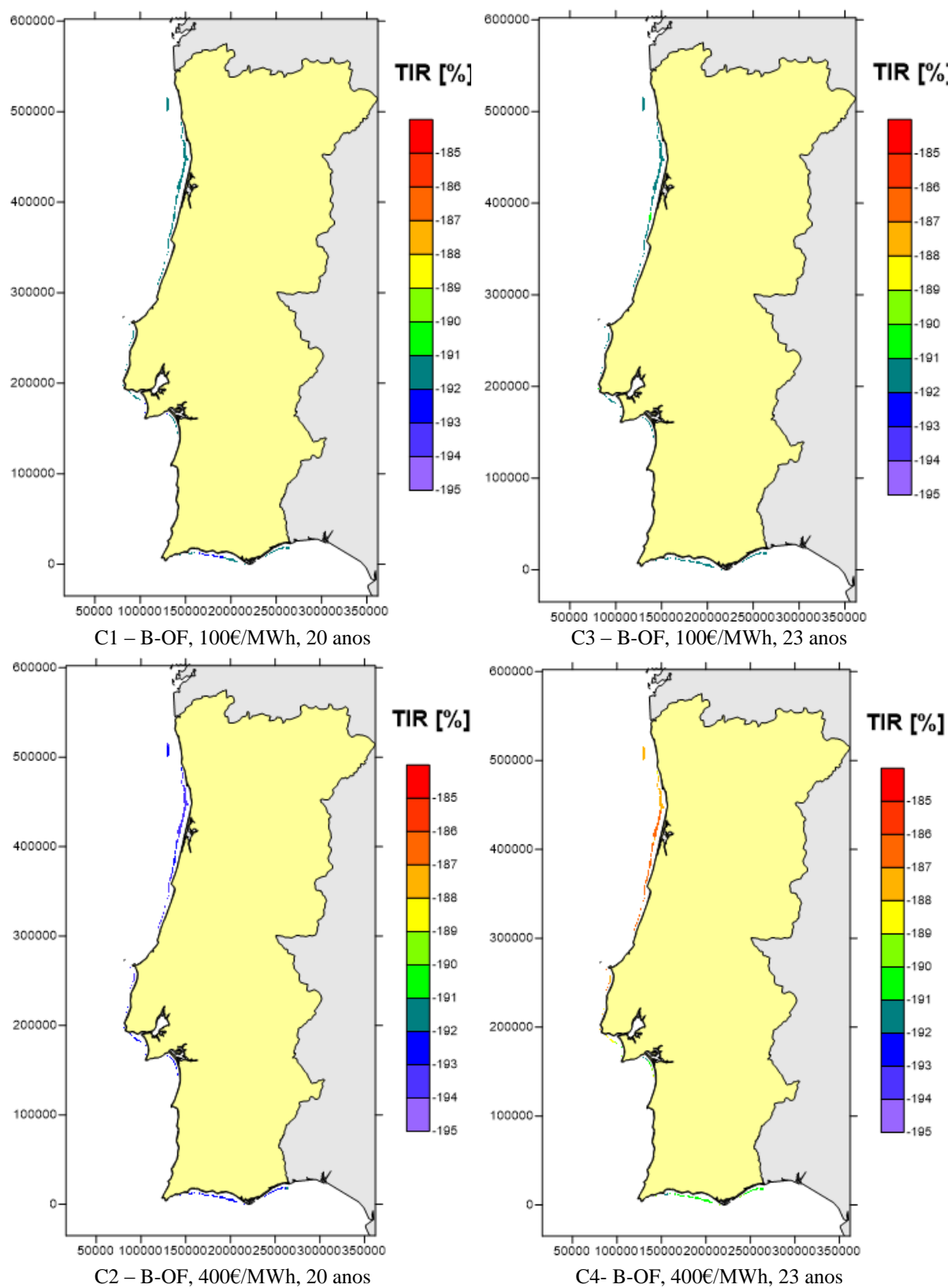


Figura 57 – Mapas das 4 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia B-OF



## Tecnologia F-OWC:

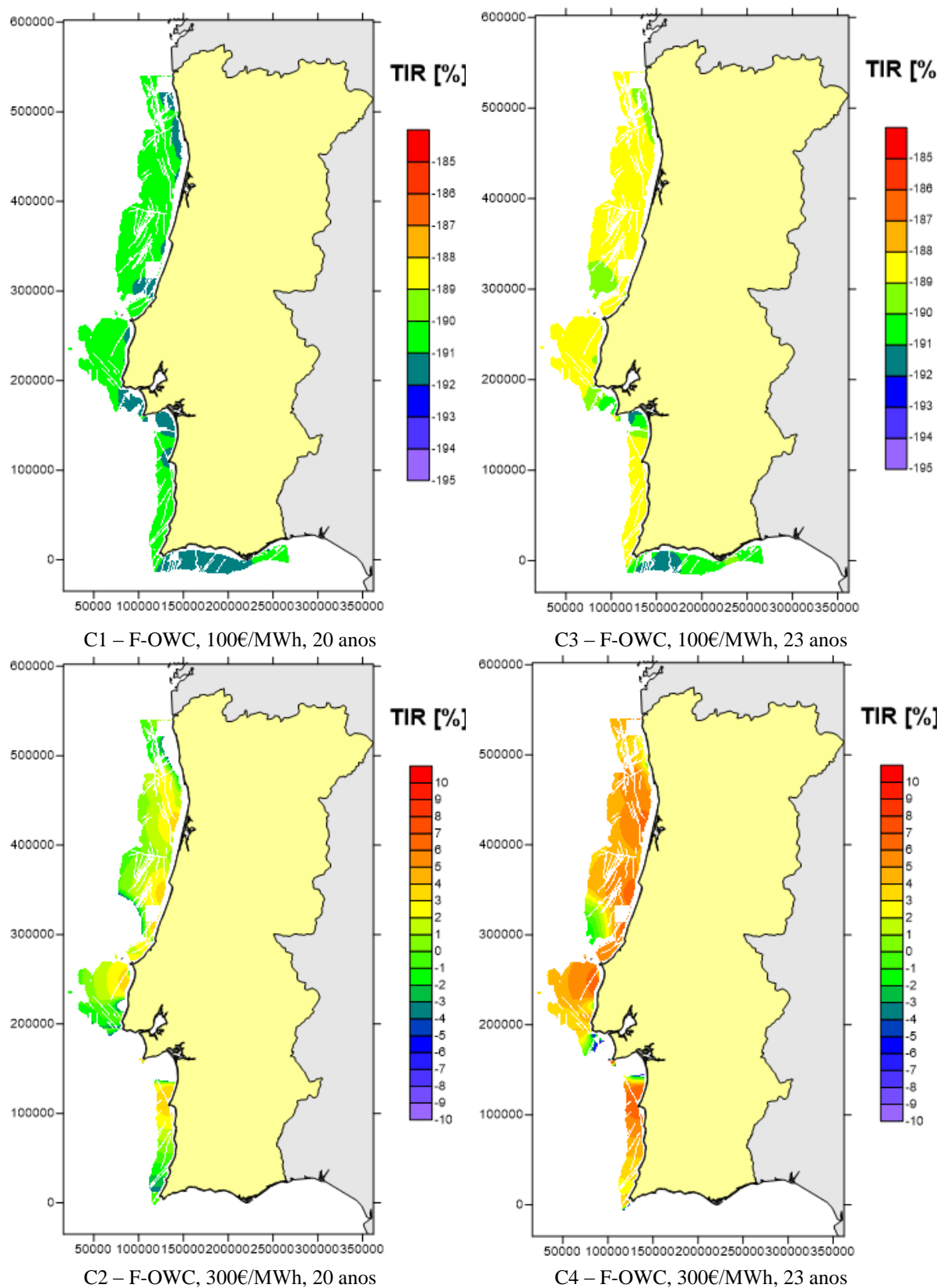
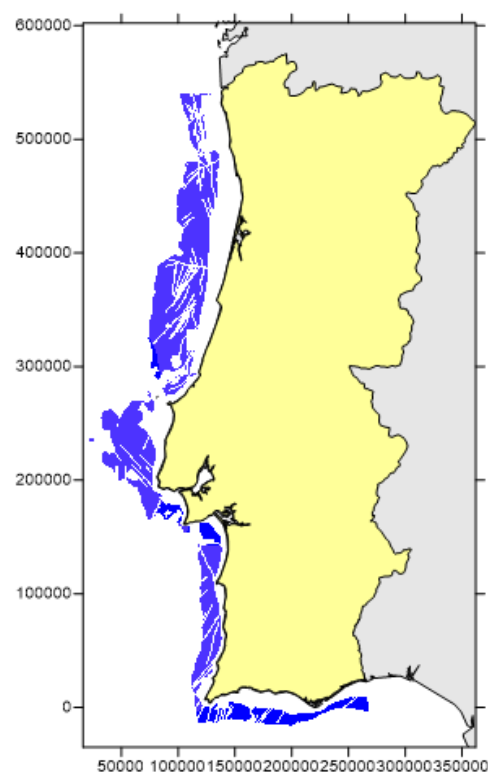
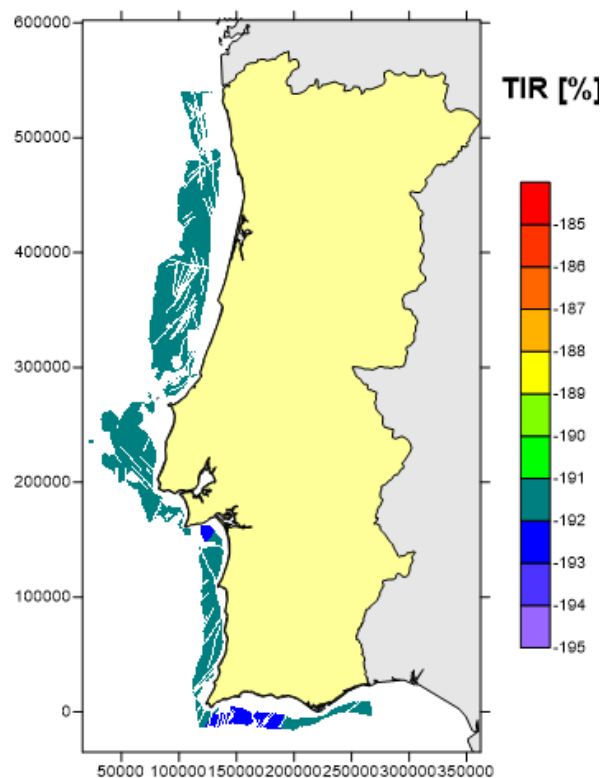


Figura 58 – Mapas das 4 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia F-OWC

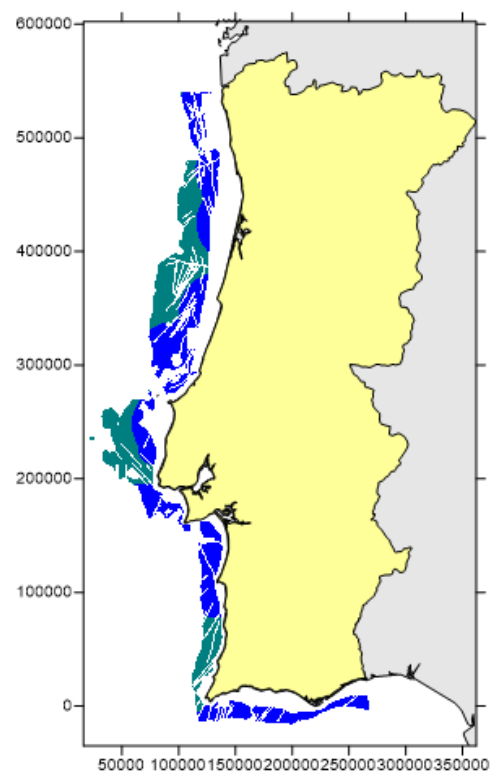
## Tecnologia F-2HB:



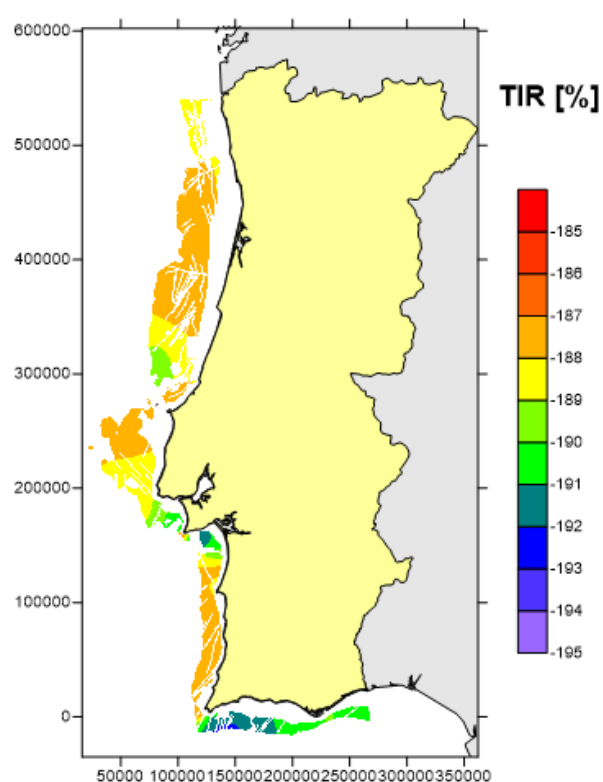
C1 – F-2HB, 100€/MWh, 20 anos



C3 – F-2HB, 100€/MWh, 23 anos



C2 – F-2HB, 400€/MWh, 20 anos



C4 – F-2HB, 400€/MWh, 23 anos

Figura 59 – Mapas das 4 simulações feitas para o estudo do TIR para as diferentes tarifas da tecnologia F-2HB